

Rodolfo Calderon Machado

**GERAÇÃO DE CENÁRIOS HIDROEÓLICOS PARA O  
PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DE MÉDIO  
PRAZO VIA MODELO AUTOREGRESSIVO PERIÓDICO**

Dissertação submetida ao Programa de  
Pós-graduação em Engenharia Elétrica  
da Universidade Federal de Santa  
Catarina para a obtenção do Grau de  
Mestre em Sistemas de Energia

Orientador: Prof. Dr. Erlon Cristian  
Finardi.

Coorientador: Prof. Ph.D. Mauro  
Augusto da Rosa.

Florianópolis  
2016

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do  
Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC

Machado, Rodolfo Calderon

GERAÇÃO DE CENÁRIOS HIDROEÓLICOS PARA O PLANEJAMENTO DA  
OPERAÇÃO ENERGÉTICA DE MÉDIO PRAZO VIA MODELO AUTOREGRESSIVO  
PERIÓDICO / Rodolfo Calderon Machado ; orientador, Erlon  
Cristian Finardi ; coorientador, Mauro Augusto da Rosa. -  
Florianópolis, SC, 2016.

161 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica.

Inclui referências

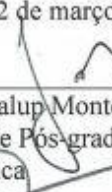
1. Engenharia Elétrica. 2. Geração eólica. 3. Geração de  
cenários hidroelétricos. 4. Modelo autoregressivo. 5. Testes  
de especificação de modelos autoregressivos. I. Cristian  
Finardi, Erlon. II. Augusto da Rosa, Mauro. III.  
Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós  
Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

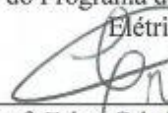
Rodolfo Calderon Machado


**GERAÇÃO DE CENÁRIOS HIDROEÓLICOS PARA O  
PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DE MÉDIO  
PRAZO VIA MODELO AUTOREGRESSIVO PERIÓDICO**

Esta dissertação foi julgada adequada para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.

Florianópolis, 22 de março de 2016.

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Carlos Galup Montoro, D.r.  
Coordenador do Programa de Pós-graduação em Engenharia  
Elétrica

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Erlon Cristian Finardi, D.r Eng.  
Orientador

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Mauro Augusto da Rosa, Ph. D.  
Coorientador

**Banca examinadora:**

  
\_\_\_\_\_  
Prof.ª Andreia Zanella, D.ra.  
UFSC

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dorel Soares Ramos, D.r.  
USP

  
\_\_\_\_\_  
Eng.º Vitor Luiz de Matos, D.r Eng.  
Plan4 Engenharia



Este trabalho é dedicado aos meus familiares, em especial aos meus pais.



## AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer as diversas pessoas que me apoiaram diretamente ou indiretamente para a realização desse trabalho:

A toda minha família, em especial ao meu pai *Roberto Machado* e a minha mãe *Lucinda Calderon Machado*, que mesmo estando longe sempre me deram todo o suporte necessário.

Ao meu orientador, *Prof. Dr. Erlon Cristian Finardi*, que sempre me apoiou e aclarou as minhas dúvidas desde o momento de realização das disciplinas até a elaboração deste documento.

Ao *Dr. Eng. Vitor Luiz de Matos* que teve muita paciência e didática em me auxiliar em diversos momentos na realização dessa dissertação.

Aos professores do LABPLAN e LABSPOT pela transferência de conhecimento durante as disciplinas ministradas.

Aos companheiros de LABPLAN e UFSC, *Felipe Beltrán Rodríguez, Marco Delgado, Pablo Andrés Galvis Uran, Guilherme Fredo e Edwin Alberto Giraldo Marin*. Em especial aos amigos *Carlos Ernani da Veiga* e *Brunno Henrique Brito* pelas intermináveis horas de estudo.

Aos demais colegas de LABPLAN, *Paulo Larroyd, Murilo Reolon Scuzziato, Marcelo Benetti, Daniel Tenfen, Fábio Mantelli, Valmor Zimmer, Pedro Vieira, Rodolfo Bialecki e Paulo Sehn*.

Aos meus amigos *Guilherme Mazarin, Diogo Bedin, Luciano Krolow, Alexandre Maciel, Dirceu Rafanhin e Diogo Fardin*, pelos diversos momentos de descontração.





Nenhum vento sopra a favor de quem não sabe para onde ir.

Sêneca



## RESUMO

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema hidrotérmico de grande porte com predominância da geração hidrelétrica que vem passando por transformações significativas em seu perfil de geração devido a inclusão de fontes renováveis intermitentes. Nesse sentido, a energia eólica merece destaque dado que, atualmente a mesma representa 6,06 % da capacidade instalada, prevendo-se que em 2024 essa participação passará para 9,15 %.

Com a crescente inserção de geração eólica no SIN e com as grandes restrições à implantação de usinas hidrelétricas, termelétricas e nucleares, novos desafios surgem na operação do sistema. Neste cenário, e considerando que o vento possui uma alta variabilidade e intermitência diária, o que torna difícil a previsão da geração eólica para além de algumas dezenas de horas a frente, novos estudos sobre a energia eólica devem ser realizados no âmbito do planejamento e da operação do SIN. Dentre esses estudos, tem-se a geração de cenários sintéticos de vento, de geração eólica ou de outro parâmetro correlacionado com esse tipo de geração para a inserção nos modelos de planejamento da operação energética.

Nesse sentido, esse trabalho apresenta uma análise sobre a geração de cenários hidroeólicos utilizando o modelo autoregressivo periódico (PAR) para o problema do planejamento da operação energética de médio prazo, em que testes de especificação do modelo são realizados nas séries históricas e nas séries sintéticas geradas. Dessa maneira, uma análise é realizada sobre as diversas metodologias e critérios de aplicação do modelo PAR, evidenciando qual metodologia e critério de aplicação são mais adequados para cada tipo de teste da geração de séries sintéticas hidroeólicas.

**Palavras-chave:** geração eólica, geração de cenários hidroeólicos, modelo autoregressivo, testes de especificação de modelos autoregressivos.



## ABSTRACT

The Interconnected Brazilian Power System (SIN) is a large hydrothermal system with a predominance of hydroelectric generation that has been undergoing significant changes in its generation profile due to the inclusion of intermittent renewable sources. In this sense, wind power deserves prominence given that currently it represents 6.06% of installed capacity, it is expected this share will go to 9.15% by 2024.

With the expanding integration of wind power generation in the SIN and the major constraints to implementation of hydroelectric, thermal and nuclear power, new challenges arise in the system operation. In this scenario, and considering the wind has a high variability and daily intermittent, which wind power generation forecasting is difficult beyond a few hours ahead, new studies on wind power must be carried out in the context of the planning and operation of SIN. Among of these studies, there is the scenario generation of wind, wind power or other parameter correlated with this generation type for insertion into the energy operation planning models.

In this sense, this work presents an analysis of the wind and hydropower scenario generation in tandem via autoregressive periodic model (PAR) for long-term energy operation planning, which specification tests for the model are performed on historical data and the synthetic series generated. Thus, an analysis is performed on various methodologies and PAR model application criteria, indicating which methodology and application criterion is the most suitable for each type of test.

**Keywords:** wind power generation, wind and hydropower scenario generation, autoregressive model, specification tests for autoregressive models.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Primeiro modelo documentado de moinho de vento. ....	37
Figura 2.2 – Moinho de Charles F. Brush, 12 kW. ....	38
Figura 2.3 – Evolução da capacidade instalada mundial de geração eólica. ....	40
Figura 2.4 – Usinas eólicas atualmente em operação no Brasil. ....	43
Figura 2.5 – Perfil vertical do vento. ....	45
Figura 2.6 – Exemplo de perfil vertical do vento. ....	48
Figura 2.7 – Espaçamento ideal entre os aerogeradores. ....	50
Figura 2.8 – Rosa dos Ventos, Amontada - CE (Janeiro, Junho e Anual). ....	51
Figura 2.9 – Fluxo laminar de ar perpendicular a uma seção transversal de um cilindro. ....	52
Figura 2.10 – Fluxo de ar passando por uma turbina eólica. ....	54
Figura 2.11 – Principais modelos de aerogeradores de eixo vertical. ....	55
Figura 2.12 – Classificação de aerogeradores de eixo horizontal quanto a incidência do vento. ....	57
Figura 2.13 – Diferentes modelos de aerogeradores de eixo horizontal com relação a quantidade de pás. ....	58
Figura 2.14 – Principais componentes de um aerogerador de eixo horizontal do tipo barlavento. ....	59
Figura 2.15 – Aerogerador sem caixa de transmissão. ....	61
Figura 2.16 – Configurações típicas de um aerogerador com relação ao controle de velocidade. ....	64
Figura 2.17 – Participação de mercado da potência acumulada instalada para diferentes tipos de configurações com relação ao controle de velocidade. ....	65
Figura 2.18 – Exemplo de uma curva de potência – em tracejado tem-se a potência como função da velocidade do vento. ....	67
Figura 3.1 – FAC do mês de dezembro do exemplo apresentado na Seção 3.2. ....	78
Figura 3.2 – FACP do mês de dezembro do exemplo apresentado na subseção 3.2. ....	80

Figura 3.3 – Fluxograma da geração de séries sintéticas .....	83
Figura 3.4 – Exemplo de sequência negativa e positiva. ....	94
Figura 4.1 – Regiões de geração eólica em estudo. ....	98
Figura 4.2 – Curvas de potência de cada aerogerador utilizado.....	100
Figura 4.3 – RMS da diferença percentual entre as médias das séries sintéticas e do histórico de cada localidade para as condições NTM10, NTMH e NTH. ....	104
Figura 4.4 – RMS da diferença percentual entre as médias das séries sintéticas e do histórico de cada localidade para L0M10, L0MH e L0H. ....	104
Figura 4.5 – RMS da diferença percentual entre as médias das séries sintéticas e do histórico de cada localidade para L05M10, L05MH e L05H. ....	105
Figura 4.6 – RMS da diferença percentual entre as médias das séries sintéticas e do histórico de cada localidade para LF0M10, LF0MH e LF0H.....	106
Figura 4.7 – RMS da diferença percentual entre as médias das séries sintéticas e do histórico de cada localidade para as condições NTH, L0H, L05H e LF0H. ....	106
Figura 4.8 – RMS da diferença percentual entre os desvios padrão das séries sintéticas e do histórico de cada localidade para as condições NTH, L0H, L05H e LF0H.....	108
Figura 4.9 – RMS da diferença percentual entre os desvios padrão das séries sintéticas e do histórico de cada localidade para as condições NTM10, NTMH e NTH.....	109
Figura 4.10 – RMS da diferença percentual entre os desvios padrão das séries sintéticas e do histórico de cada localidade para L0M10, L0MH e L0H. ....	110
Figura 4.11 – RMS da diferença percentual entre os desvios padrão das séries sintéticas e do histórico de cada localidade para L05M10, L05MH e L05H. ...	110
Figura 4.12 – RMS da diferença percentual entre os desvios padrão das séries sintéticas e do histórico de cada localidade para LF0M10, LF0MH e LF0H. .	111
Figura 4.13 – RMS da diferença percentual entre os desvios padrão das séries sintéticas e do histórico sem algumas localidades para as condições L0M10, L0MH e L0H. ....	112



Figura 4.14 – Histograma das percentagens das estações que não passaram no teste de KS de cada localidade das séries de afluência incremental para as condições NTM10, NTMH e NTH. ....	115
Figura 4.15 – Histograma das percentagens das estações que não passaram no teste de KS de cada localidade das séries de afluência incremental para as condições L0M10, L0MH e L0H. ....	115
Figura 4.16 – Histograma das percentagens das estações que não passaram no teste de KS de cada localidade das séries de afluência incremental para as condições L05M10, L05MH e L05H. ....	116
Figura 4.17 – Histograma das percentagens das estações que não passaram no teste de KS de cada localidade das séries de afluência incremental para as condições LF0M10, LF0MH e LF0H. ....	117
Figura 4.18 – Histograma das percentagens das estações que não passaram no teste de KS de cada localidade das séries de afluência incremental para as condições NTH, L0H, L05H e LF0H. ....	117
Figura 4.19 – RMS da diferença percentual entre a assimetria das séries sintéticas e do histórico de cada localidade para todas as condições. ....	118
Figura 4.20 – Histograma do resultado do teste de assimetria de todas as condições. ....	118
Figura 4.21 – Histograma do resultado do teste de sequência de todas as condições. ....	120
Figura 4.22 – Percentagem de atendimento ao critério comprimento de sequência do teste de sequência. ....	121
Figura 4.23 – Percentagem de atendimento ao critério soma de sequência do teste de sequência. ....	121
Figura 4.24 – Percentagem de atendimento ao critério intensidade de sequência do teste de sequência. ....	122
Figura 4.25 – Matrizes de correlação espacial dos seis primeiros meses das séries históricas e das condições NTM10, NTMH e NTH. ....	123

Figura 4.26 – Matrizes de correlação espacial dos seis últimos meses das séries históricas e das condições NTM10, NTMH e NTH.....	124
Figura 4.27 – Matrizes de correlação espacial dos seis primeiros meses das séries históricas e das condições L0M10, L0MH e L0H. ....	125
Figura 4.28 – Matrizes de correlação espacial dos seis últimos meses das séries históricas e das condições L0M10, L0MH e L0H. ....	126
Figura 4.29 – Matrizes de correlação espacial dos seis primeiros meses das séries históricas e das condições L05M10, L05MH e L05H. ....	127
Figura 4.30 – Matrizes de correlação espacial dos seis últimos meses das séries históricas e das condições L05M10, L05MH e L05H. ....	128
Figura 4.31 – Matrizes de correlação espacial dos seis primeiros meses das séries históricas e das condições LF0M10, LF0MH e LF0H.....	129
Figura 4.32 – Matrizes de correlação espacial dos seis últimos meses das séries históricas e das condições LF0M10, LF0MH e LF0H.....	130
Figura 4.33 – Média das séries mensais histórica de afluência incremental (Norte) e geração eólica.....	132
Figura 4.34 – Média das séries mensais histórica de afluência incremental (Nordeste) e geração eólica. ....	132
Figura 4.35 – Média das séries mensais histórica de afluência incremental (Sudeste) e geração eólica. ....	133
Figura 4.36 – Média das séries mensais histórica de afluência incremental (Sul) e geração eólica. ....	134

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Os 10 países com a maior capacidade instalada. ....	40
Tabela 2.2 – Empreendimentos em operação no Brasil. ....	41
Tabela 2.3 – Fator $n$ para diferentes superfícies. ....	46
Tabela 2.4 – Comprimento de rugosidade para diferentes superfícies planas....	48
Tabela 2.5 – Parâmetros básicos para a classe de vento. ....	66
Tabela 3.1 – Exemplo de série temporal e periódica de afluência incremental. ....	72
Tabela 3.2 – Valor crítico dependendo do nível de significância e tamanho da amostra. ....	92
Tabela 4.1 – Regiões de geração eólica em estudo. ....	97
Tabela 4.2 – Aerogerador utilizado em cada localidade. ....	99
Tabela 4.3 – Principais dados técnicos dos aerogeradores utilizados. ....	99
Tabela 4.4 – Configurações das condições em estudo. ....	101
Tabela 4.5 – RMS da diferença percentual entre as médias das séries sintéticas e do histórico por tipo de série e de todas. ....	107
Tabela 4.6 – RMS da diferença percentual entre os desvios padrão das séries sintéticas e do histórico por tipo de série e de todas. ....	113
Tabela 4.7 – Percentagem de estações que não passaram no teste de KS. ....	114
Tabela 4.8 – RMS da diferença percentual entre as assimetrias das séries sintéticas e do histórico por tipo de série e de todas. ....	119
Tabela 4.9 - Norma 2 das matrizes de correlação espacial das séries históricas e das séries sintéticas das condições NTM10, NTMH, NTH, L0M10, L0MH e L0H. ....	131
Tabela 4.10 - Norma 2 das matrizes de correlação espacial das séries históricas e das séries sintéticas das condições L05M10, L05MH, L05H, LF0M10, LF0MH e LF0H. ....	131
Tabela A.1 – Nomes das UHEs utilizadas neste trabalho. ....	149



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	- Associação Brasileira de Normas Técnicas
ADF	- Dickey-Fuller Aumentado ( <i>Augmented Dickey-Fuller</i> )
ANFIS	- Sistema Neurofuzzy Adaptativo
ANN	- Redes Neurais Artificiais
AR	- Modelo Autoregressivo
ARIMA	- Modelo Autoregressivo Integrado de Média Móvel
ARMA	- Modelo Autoregressivo de Média Móvel
BIG	- Banco de Informações de Geração
DF	- Dickey-Fuller
ENA	- Energia Natural Afluente
EPE	- Empresa de Pesquisa Energética
FAC	- Função de Autocorrelação
FACP	- Função de Autocorrelação Parcial
FDP	- Funções de Densidade de Probabilidade
FFNN	- Rede Neural com Alimentação de Múltiplas Camadas para a Frente
GNN	- Rede Neural Genética
GWEC	- Global Wind Energy Council
IEC	- International Electrotechnical Commission
JB	- Jarque-Bera
KS	- Kolmogorov-Smirnov
LARIMA	- Modelo Limitado de ARIMA
NDI	- Normalmente Distribuída e Independente
NWP	- Previsão de Tempo Numérica ou Física
ONS	- Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAR	- Autoregressivo Periódico de Ordem p
PARMA	- <i>Periodic AutoRegressive Moving Average</i>
PDD	- Programação Dinâmica Determinística
PDDE	- Programação Dinâmica Dual Estocástica
PLD	- Preço de Liquidação das Diferenças
PMPO	- Planejamento de Médio Prazo da Operação Hidrotérmica
PROINFA	- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RMS	- Raiz da Média Quadrada ( <i>Root Mean Square</i> )
RNN	- Rede Neural Recorrente
SEB	- Sistema Elétrico Brasileiro
SE-CO	- Sudeste/Centro-Oeste
SIN	- Sistema Interligado Nacional

UEOL	-	Usina Eólica
UHE	-	Usinas Hidrelétricas
VARX	-	<i>Vector Autoregressive with External Variables</i>

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>25</b>
1.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	26
1.2 OBJETIVOS DESTE TRABALHO .....	34
1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	35
<b>2 ENERGIA EÓLICA .....</b>	<b>37</b>
2.1 INTRODUÇÃO.....	37
2.2 A EVOLUÇÃO HISTÓRICA DA UTILIZAÇÃO DA ENERGIA EÓLICA .....	37
<b>2.2.1 A energia eólica no mundo de hoje .....</b>	<b>39</b>
<b>2.2.2 O cenário atual da energia eólica no Brasil.....</b>	<b>41</b>
2.3 O VENTO .....	43
<b>2.3.1 Perfil vertical do vento.....</b>	<b>44</b>
2.3.1.1 Direção do vento.....	49
<b>2.3.2 Potência disponível do vento .....</b>	<b>51</b>
2.3.2.1 Lei de Betz.....	53
2.4 AEROGERADORES .....	54
<b>2.4.1 Aerogeradores de eixo vertical.....</b>	<b>55</b>
<b>2.4.2 Aerogeradores de eixo horizontal .....</b>	<b>56</b>
2.4.2.1 Principais componentes .....	58
2.4.2.2 Configurações típicas de um aerogerador com relação ao controle de potência e velocidade.....	61
2.4.2.3 Principais dados técnicos de um aerogerador .....	65
2.5 SÍNTESE DO CAPÍTULO.....	68
<b>3 MODELO DE GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS .....</b>	<b>71</b>
3.1 INTRODUÇÃO.....	71
3.2 NOÇÕES BÁSICAS DE ESTATÍSTICA .....	72
3.3 MODELO AUTOREGRESSIVO PERIÓDICO .....	76
<b>3.3.1 Identificação da ordem .....</b>	<b>77</b>

<b>3.3.2 Estimação dos parâmetros .....</b>	<b>81</b>
3.4 GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS .....	82
<b>3.4.1 Modelo Normal .....</b>	<b>83</b>
<b>3.4.2 Modelo Lognormal .....</b>	<b>84</b>
3.5 CORRELAÇÃO ESPACIAL.....	85
3.6 TESTES DE ESPECIFICAÇÃO DO MODELO .....	87
<b>3.6.1 Teste de estacionariedade .....</b>	<b>87</b>
3.6.1.1 Teste de Dickey-Fuller Aumentado.....	88
<b>3.6.2 Testes de normalidade .....</b>	<b>90</b>
3.6.2.1 Teste de normalidade de Jarque-Bera.....	90
3.6.2.2 Teste de normalidade de Kolmogorov-Smirnov.....	91
3.7 TESTES DA GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS .....	93
3.8 SÍNTESE DO CAPÍTULO .....	95
<b>4 RESULTADOS .....</b>	<b>97</b>
4.1 INTRODUÇÃO .....	97
4.2 SISTEMA HIDROEÓLICO.....	97
4.3 CONFIGURAÇÕES DAS CONDIÇÕES EM ESTUDO .....	100
4.4 ANÁLISE DOS RESULTADOS .....	102
4.5 SÍNTESE DO CAPÍTULO .....	134
<b>5 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>137</b>
5.1 TRABALHOS FUTUROS.....	139
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>141</b>
<b>APÊNDICE A.....</b>	<b>149</b>
<b>APÊNDICE B .....</b>	<b>153</b>



## 1 INTRODUÇÃO

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema hidrotérmico de grande porte com predominância da geração hidrelétrica (64,8 % de toda matriz energética), que vem passando por transformações significativas em seu perfil de geração devido a um aumento de competitividade de outras fontes de energia. Nesse sentido, as fontes renováveis vêm se destacando, dentre as quais a energia eólica é uma das que mais se evidencia. No Brasil, a geração eólica, em 2012, representava 1,5 % da capacidade instalada, atualmente representa 6,06 % e estudos indicam que em 2024 essa participação passará para 9,15 % (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2015; ANEEL, 2016).

Com a crescente inserção de geração eólica no SIN e com as grandes restrições a implantação de usinas hidrelétricas, termelétricas e nucleares, novos desafios surgem no sistema. Neste cenário, novos estudos sobre a energia eólica devem ser realizados em diversas áreas do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), dentre os quais destacam-se os seguintes:

- qualidade, confiabilidade e estabilidade operacional;
- definições de interconexão com a rede e investimentos necessários nas linhas de transmissão;
- regulamentação e requerimentos básicos para instalação de usinas eólicas (UEOLs);
- custos operacionais e estudos sobre participação no mercado livre ou de reserva;
- previsão de geração eólica de curtíssimo e curto prazo, bem como geração de cenários sintéticos eólicos para o horizonte de médio prazo;
- inserção da geração eólica nos atuais modelos de planejamento energético, participação ótima de geração eólica, entre outros;

Sabe-se que o vento possui uma alta variabilidade e intermitência diária, o que torna difícil a previsão da geração eólica para além de algumas dezenas de horas a frente (JENSEN; PELGRUM; MADSEN, 1994; LI et al., 2001; WANG et al., 2004; TORRES et al., 2005; SENJYU et al., 2006; MUÑOZ et al., 2010; DA SILVA, 2010). Logo, para problemas de planejamento da operação de mais longo prazo, faz-se necessário o estudo da geração de cenários sintéticos de vento, de geração eólica ou de outro parâmetro correlacionado com esse tipo de geração.

De forma similar, no Planejamento de Médio Prazo da Operação Hidrotérmica (PMPO) do SIN, também conhecido como planejamento de médio prazo, cujo horizonte é de cinco anos, o estudo da geração de cenários sintéticos já é realizado há muito tempo para usinas hidrelétricas. O problema do PMPO é representado por um modelo de otimização estocástica multiestágio linear, cuja incerteza origina-se da dificuldade em se prever com precisão as afluências futuras das Usinas Hidrelétricas (UHE). Na literatura, encontram-se diversas metodologias para a solução desses problemas, sendo que a maior parte dessas metodologias de solução fazem uso de uma árvore de cenários, em razão da inviabilidade em se resolver o problema considerando todo o espaço amostral das afluências. Assim, a árvore de cenários, advinda da geração de cenários sintéticos, é uma aproximação da Função de Densidade de Probabilidade (FDP) da afluência de cada UHE.

A geração de cenários sintéticos de afluência no problema do PMPO é feita por meio do modelo Autoregressivo Periódico de ordem  $p$  (PAR - em inglês, *Periodic Autoregressive*), o qual utiliza dados históricos de afluências para gerar possíveis realizações futuras de afluências mensais. Para isso, esse modelo utiliza informações de  $p$  meses anteriores e de um resíduo aleatório para produzir as possíveis realizações futuras de um dado mês. Esse resíduo aleatório é sorteado da FDP descrita pelo respectivo histórico. A geração de cenários é importante pois o uso adequado da água é necessário para garantir a segurança elétrica, e energética, do sistema, visto que se não houver energia disponível não há sistemas vizinhos que podem fornecer a quantidade necessária de energia.

Com base nos aspectos supracitados, este trabalho está inserido no contexto da representação das incertezas no problema do PMPO, em que é apresentado uma análise sobre diversas maneiras de aplicar o modelo PAR para a geração de cenários sintéticos de energia eólica. Deste modo, essas análises podem subsidiar os estudos para a inclusão da energia eólica nos modelos oficiais de despacho hidrotérmico do SIN, frente às incertezas associadas ao seu perfil de produção.

Visando contextualizar os objetivos deste trabalho, na próxima seção é apresentada uma revisão bibliográfica dos diferentes trabalhos relacionados com a geração eólica atualmente.

## 1.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Diversos trabalhos sobre geração eólica e geração das respectivas séries sintéticas podem ser encontrados na literatura. Por exemplo, Jensen; Pelgrum e Madsen (1994) mostram que se obtém bons resultados

para previsões de geração eólica de oito a doze horas ao usar a velocidade do vento como uma variável explicativa. Contudo, para horizontes de prazos mais longos, o uso de modelos de previsão de vento em separado não oferece nenhuma vantagem sobre a previsão direta da geração de energia eólica.

Em Li et al. (2001), usa-se técnicas de redes neurais para estimar a geração eólica em um parque eólico localizado em Fort Davis, Texas, EUA. Este parque possui duas estações meteorológicas e doze aerogeradores. A rede neural utilizada possui quatro parâmetros de entrada, oito *layers* e uma saída (4-8-1), mais um nó de *bias* no *layer* de entrada e nos *layers* ocultos. Tal configuração foi obtida por meio de tentativa e erro. Nesse sentido, uma rede neural é criada para cada turbina, pois, de acordo com os autores, doze pequenas redes são mais rápidas e melhores que uma grande; outra razão que justifica ter uma rede para cada turbina é o fato de que muitas vezes uma ou mais turbinas estão em manutenção. Os resultados são comparados com o método tradicional, em que somente é utilizado a curva de potência dos aerogeradores com base no vento obtido de cada estação meteorológica corrigidos por um parâmetro de adequação, que serve para ajustar o tanto que cada turbina gera em função do vento, pois só se tinha duas estações meteorológicas. Por fim, os resultados mostraram que a rede neural tem resultados muito melhores que o método tradicional.

Por sua vez, Wang et al. (2004) propõem um modelo misto de redes neurais artificiais (ANN) e de regressão linear para a previsão de vento. Nesse modelo, as redes neurais são utilizadas para identificar as informações do histórico de curto prazo, enquanto a regressão linear é utilizada para capturar as informações do histórico de longo prazo. Segundo os autores, os resultados foram muito bons para previsões de poucas horas; porém, para previsões de múltiplas horas se faz necessário adicionar informações meteorológicas e geográficas no modelo para se obter resultados satisfatórios. O modelo é testado com dados históricos de uma grande ilha da Grécia e obtém resultados ligeiramente melhores que modelos persistentes<sup>1</sup>.

Em Torres et al. (2005), é exposto que o modelo autoregressivo de média móvel (ARMA) melhora os modelos persistentes por um fator de 12 a 20% em um horizonte de 10 horas, produzindo, porém, piores previsões para a próxima hora.

---

<sup>1</sup> O modelo persistente é considerado o modelo mais simples de séries temporais. Suponha um modelo persistente de ordem  $p$ , o valor previsto para o próximo intervalo de tempo é dado pela média dos valores dos últimos  $p$  intervalos de tempo.

Para estimar os efeitos da inserção eólica no subsistema Nordeste do SIN, Nascimento (2005) utiliza a programação dinâmica determinística (PDD). Nesse trabalho, a geração eólica é considerada como geração de base e determinística; para tanto, o autor coloca um preço incremental negativo para a geração eólica, logo, essa tem prioridade na geração, necessitando posteriormente ser corrigido o custo total de geração. Mostra-se neste trabalho que com a inserção da geração eólica sobra mais água nos reservatórios devido a complementariedade entre as duas formas de geração. Além disso, o custo marginal de operação mensal é menor em todos os meses comparados a um sistema sem geração eólica. Conclui-se também que, com a inserção eólica, novas usinas hidrelétricas podem ter reservatórios menores e devido à alta correlação negativa dos ventos com a afluência da região Norte. A grande inserção de usinas eólicas na região Nordeste deve diminuir o fluxo de potência entre as regiões Norte e Nordeste, o que melhoraria a estabilidade do sistema.

Em Senjyu et al. (2006), a geração de cenários de energia eólica de longo prazo é feita utilizando um modelo de rede neural recorrente (RNN), em que são utilizados dados históricos de um ano para fazer a previsão futura. O erro de previsão de vento para um horizonte de três horas é de 4,87%, enquanto o erro de geração eólica é 14,15%. Tal diferença deve-se ao fato de que a geração eólica é proporcional ao cubo da velocidade do vento. Segundo os autores, o mérito deste trabalho está no fato de que o método utilizado não necessita de cálculos complicados e o modelo matemático só requer dados de velocidade de vento.

Maccormack et al. (2008) propõem um método para criar séries temporais de longo prazo de geração eólica baseadas em dados históricos de geração. Para tanto, são utilizados modelos ARMA e autoregressivo (AR) de pequena ordem obtidos após uma filtragem que remove a informação determinística, a sazonalidade e a forma diurna. Os modelos AR e ARMA são gerados utilizando uma ferramenta do MATLAB®. Nesse trabalho, é incluído também a correlação espacial entre parques eólicos por meio de matrizes de correlação espacial que são inseridas no cálculo do ruído branco não correlacionado. A vantagem desse modelo é que não é necessário ter um histórico de vento e de um modelo das turbinas de cada parque; entretanto, faz-se necessário ter o histórico de geração de cada parque. Tais cenários são criados para avaliar o impacto de uma maior diversidade de geração na variabilidade global de geração eólica. Resultados mostram que ao modelar a geração eólica como instalações perfeitamente correlacionadas tem-se uma sobrestimativa da volatilidade da geração eólica agregada. Contudo, ao assumir que os

diversos parques eólicos não são correlacionados irá subestimar a volatilidade da geração eólica agregada.

Muñoz et al. (2010) apresenta uma pequena revisão de modelos de previsões (séries temporais) de três importantes temas do setor elétrico: carga, precificação da eletricidade e energia eólica. Segundo os autores, cada uma dessas séries temporais possui suas características e devem utilizar modelos diferentes. Com relação à energia eólica, em muitos países, é a principal fonte de incerteza na operação do sistema elétrico, o que gera impactos na segurança do sistema e até nas flutuações de preço da eletricidade. A energia eólica é não linear e altamente inconstante, o que necessita de modelos de previsões do tipo estatístico e físico altamente complexos, sendo dito que os principais modelos utilizados são o de previsão de tempo numérica ou física (NWP), autoregressivo integrado de média móvel (ARIMA), ARMA e o ANN. O trabalho mostra ainda que os maiores erros acontecem em parques eólicos isolados, sendo que nesses casos, o erro absoluto médio, para um horizonte de três a dez horas, varia de 30 a 50%.

O texto de Capizzi; Bonanno e Napoli (2010) sugere o uso de rede neural autoregressiva não-linear para a previsão do vento, tendo como principais vantagens o tempo e velocidade computacional. Neste trabalho é usado também a ferramenta *wavelet* para a compressão de dados, sendo de grande importância para os resultados, segundo os autores.

A minimização do impacto da intermitência da geração eólica é abordada por Moura e Almeida (2010), em que os autores mostram algumas soluções, como por exemplo, a diversificação da geração com diversas fontes renováveis intermitentes (energia solar, por exemplo), a distribuição geográfica da geração eólica, o uso de armazenamento de energia<sup>2</sup>, a interconexão com outras redes e o corte de demanda para ajustar pequenas flutuações na geração<sup>3</sup>. Outra constatação é que erros de previsão de 30% de geração eólica são possíveis para um período de previsão maior do que 24 horas, sendo que novas técnicas são necessárias para minimizar estes erros. Os autores afirmam que muitas vezes o operador do sistema pode obter um melhor benefício econômico pagando o consumidor para reduzir o seu consumo ao invés de pagar um produtor

---

<sup>2</sup> Usando hidroelétricas reversíveis, ar comprimido, baterias, célula a combustível, disco de inércia, durante os excessos de produção para ser usada durante as intermitências.

<sup>3</sup> No passado o sistema era operado pela suposição de que o sistema deve atender a demanda. Entretanto, isto está mudando devido a possibilidade criada em alguns sistemas de todos os consumidores poderem gerenciar o seu consumo de acordo com os contratos de preços ou de demanda.

para gerar mais energia, especialmente nos horários de pico onde os custos de produção podem ser muito altos.

Porrua et al. (2010) e Cunha et al. (2012) explicam como foi o processo de inserção de eólica no Brasil através dos leilões de energia exclusivos de energia eólica, onde apresentam a motivação, os pré-requisitos, os incentivos adotados pelo governo e os resultados. Tais resultados indicam que brevemente a geração eólica poderia competir igualmente com outras fontes de energia, o que acabou acontecendo. Vale salientar que os autores mencionam que os órgãos regulatórios brasileiros reconhecem que os registros históricos do vento (velocidade, pressão do ar e temperatura) ainda são pequenos e normalmente menores do que 3 anos. Por conseguinte, essa escassez de dados históricos impede, ou dificulta, a previsão de cenários de vento usando as mesmas técnicas probabilísticas aplicadas a cenários de afluições para usinas hidrelétricas.

Um modelo alternativo ao modelo ARIMA é proposto em Chen et al. (2010). Nesse artigo, os autores propõem um modelo limitado de ARIMA (chamado de LARIMA), ou seja, esse modelo possui limites inferiores e superiores. Tal modelo é construído com dados históricos de um parque eólico *offshore* da Dinamarca, em que a série histórica é não estacionária com alta flutuação, limitada, com correlação temporal e não segue nenhuma distribuição de probabilidade tradicional. Antes de aplicar o modelo, tradicionais transformações são feitas na série histórica e, em seguida, é criado um modelo para cada mês. Os resultados mostram que o modelo LARIMA obtém resultados melhores que um modelo Markov discreto baseado em matriz de transição de primeira ordem em termos de correlação temporal, distribuição de probabilidade e número de parâmetros. Também é possível analisar que o modelo proposto captura de forma adequada a distribuição de probabilidade, os coeficientes correlacionados, os coeficientes correlacionados parciais e a sazonalidade. Os autores ponderam, ainda, que os dados históricos são de turbinas de velocidade fixa e que para turbinas de velocidade variável a distribuição de probabilidade pode ser diferente, assim como o resultado, mas que o modelo ainda pode ser aplicado.

Para criar uma série de ventos de curto prazo Da Silva (2010) usa três metodologias: modelo estatístico baseado no uso combinado da regressão harmônica com um modelo ARMA, ANN e sistema neurofuzzy adaptativo (ANFIS). Para a criação dos modelos foram utilizados dados

históricos do Projeto SONDA<sup>4</sup> de um ano da cidade de São João do Cariri – Paraíba. As previsões foram feitas para 1, 6, 12 e 24 horas a frente. O modelo ANFIS se mostrou melhor segundo os critérios erro percentual absoluto médio, desvio absoluto médio e erro da raiz quadrada média.

Meirinhos (2010) desenvolveu uma aplicação baseada em programação dinâmica para solucionar o problema de escalonamento e pré-despacho em sistemas com geração térmica e eólica, onde utilizou-se a abordagem *forward* que permitiu encontrar soluções ótimas de escalonamento em diversos cenários de produção eólica previstos. A geração eólica é considerada como energia de base, logo, a sua geração é descontada da carga. Após o escalonamento e pré-despacho, é verificado se a solução encontrada pode atender a outros cenários de geração eólica, onde pode ser computado corte de carga (caso a geração térmica pré-despachada não suporte o incremento de carga) ou desperdício de geração eólica (unidades térmicas pré-despachadas precisam produzir em seu mínimo técnico, quando essas poderiam estar desligadas). Nesse sentido, foram analisados os indicadores corte de carga, desperdício de eólica e custo de redespacho, assim como a influência dos níveis de reserva, de cada solução quando cruzada com os restantes dos cenários e, perante os critérios do agente de decisão, selecionou-se a solução de escalonamento que melhor se adaptava ao conjunto de previsões de forma a minimizar o impacto operacional e econômico.

Por outro lado, Amaral (2011) cria séries sintéticas de vazão afluente e de fator de carga eólicos por meio do modelo VARX (*vector autoregressive with external variables*), onde as variáveis exógenas são as séries de energia natural afluente (ENA) calculadas no modelo NEWAVE®. Os parâmetros do modelo são estimados por meio de mínimos quadrados ponderados e com correção de *outliers*. Diversos testes estatísticos são realizados para testar a capacidade preditiva do modelo e para verificar possíveis erros. Nesse sentido, o modelo apresentou bom desempenho para um horizonte de dois anos, correspondente ao período de validação. Em seguida, a geração de cenários é feita por meio de simulações de Monte Carlo em que as estimativas feitas pelo modelo VARX são utilizadas como verdadeiros valores dos parâmetros, sendo que para evitar variáveis negativas é utilizado a transformação logarítmica da razão de chance. Como

---

<sup>4</sup> É um projeto do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) para implantação de infraestrutura física e de recursos humanos com a finalidade de criar e ampliar a base de dados dos recursos de energia solar e eólica no Brasil, <http://sonda.ccst.inpe.br>.

resultado, os cenários gerados preservaram as características da série histórica.

O texto de EMD INTERNATIONAL S/A et al. (2012) expõe como a oferta de energia eólica para o mercado de reserva de energia terciária pode ser vantajoso para as usinas eólicas na Dinamarca. Os autores informam que 80 % da incerteza relacionada a previsão de geração eólica ainda é relacionada aos modelos de previsão de tempo e que atualmente existem mais de 50 modelos dessa natureza. Segundo os autores, a maioria dos métodos de previsão de ventos é feita utilizando os dados de modelos numéricos globais (ECMWF, NOAA e NCEP) e são processados em regiões (alguns usam metodologias de dinâmica de fluidos) e outros usam modelos estatísticos adaptativos avançados. Desta maneira, estes últimos conseguem ter uma melhor informação dos ventos localmente. Em uma simulação que levou em conta os primeiros nove meses de 2010, com a participação ativa das usinas eólicas no mercado de reserva de energia terciária, o ganho das usinas seria de 8,5% em comparação a não participar deste mercado.

Em Carvalho et al. (2012), os autores apresentam uma metodologia probabilística para avaliar a confiabilidade de suprimento de ponta onde é considerado as incertezas da demanda e na produção eólica nos períodos de máxima carga no SIN. Também é mostrado como varia o despacho das térmicas na ponta com a variação da energia eólica produzida nestes mesmos períodos de tempo. Algumas simplificações foram feitas pelos autores nas análises, tais como a representação agregada da produção horária dos parques eólicos do Nordeste é estatisticamente independente daquela dos parques eólicos do Sul e que a produção de um parque em uma mesma região é perfeitamente correlacionada. Segundo os autores, estas simplificações foram feitas somente pela indisponibilidade de dados e que tais simplificações podem ter impactos na variabilidade eólica sobre o suprimento de ponta. Os autores concluem que é urgente um estudo mais aprofundado dos impactos da geração eólica horária e as suas relações com as condições climáticas e o efeito sobre a confiabilidade de suprimento da demanda máxima.

O artigo de Fleury et al. (2012) aborda como está sendo feito a integração da geração eólica no Brasil, quanto de geração eólica já existe e quanto se espera para os próximos anos. Também é mostrada a complementariedade com outras formas de geração de energia. O texto foi elaborado por colaboradores do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e mostra alguns estudos que estão sendo feitos para minimizar o impacto da crescente inserção de geração eólica. Contudo, restam algumas dúvidas tais como o sistema de transmissão suportará esta



nova geração mais próxima da carga, como será a dinâmica do sistema, entre outras.

Já em Bezerra et al. (2013), os autores avaliam o percentual máximo para a inserção de energia eólica no SIN com base em diferentes cenários de inserção de geração eólica no longo prazo. Para tanto, os autores utilizam uma simulação do despacho hidrotérmico em que é considerado a estocasticidade na vazão afluyente dos reservatórios e na produção eólica. Quatro métricas foram utilizadas para fazer as análises: (i) Preço de Liquidação das Diferenças (PLD<sup>5</sup>) médio, (ii) percentil 90% do PLD, (iii) risco de déficit e (iv) a probabilidade de despacho termelétrico para atendimento à ponta. A política operativa ótima foi calculada considerando 200 séries hidrológicas equiprováveis e com geração eólica fixa igual à mediana histórica, ou seja, igual a atual metodologia utilizada no planejamento da operação energética praticada pelo ONS. Os autores argumentam que existe uma sazonalidade da geração eólica complementar a geração hidroelétrica e, mostram também, que a geração eólica no Subsistema Sul é bem diferente da geração no Subsistema Nordeste. Sob ponto de vista do modelo de geração de cenários, os autores afirmam que, segundo a metodologia utilizada, não há evidência estatística suficiente para afirmar que existe uma correlação espacial e/ou temporal entre alguma das séries anuais de ENA e geração eólica; logo, ambas foram modeladas como variáveis independentes. Por fim, os resultados indicam que uma maior inserção de geração eólica no Brasil possibilitaria uma atenuação do PLD, sendo que a inserção eólica ótima é pouco superior a 40 GW (aproximadamente 15% da participação da capacidade instalada), tanto para do PLD médio, como a do percentil 90% do PLD. Nos estudos realizados, o risco de déficit para o submercado Sudeste foi de 2,8% e o risco de despacho térmico na ponta para nesse mesmo subsistema foi de 30%. Porém, neste estudo não foram avaliados os impactos elétricos que a inserção de geração eólica pode causar, como por exemplo, o congestionamento nas linhas de transmissão.

Os autores Aggarwal e Gupta (2013) fazem uma revisão de alguns modelos estatísticos utilizados na literatura para a previsão de geração eólica. Os principais modelos utilizados são: modelo persistente, AR, ARIMA, modelo “data mining”, modelo de rede neural com alimentação de múltiplas camadas para a frente (FFNN), rede neural genética (GNN), RNN, modelo caixa cinza, modelo híbrido e modelo lógica fuzzy. As

---

<sup>5</sup> O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é utilizado para valorar a energia comercializada no mercado de curto prazo, sendo obtido por meio da utilização dos modelos de otimização hidrotérmica de médio e curto prazos.

conclusões dos autores são que modelos de longo prazo são ferramentas importantes para o gerenciamento da operação do mercado de energia eólica e que as ferramentas de curto prazo são importantes para a gerência local do parque eólico. Concluem também que o modelo ARIMA é melhor que o modelo ANN para a previsão de curto prazo (poucas horas) e que estudos realizados na Índia mostram que FFNN e RNN apresentam melhores resultados em comparação com o modelo ARIMA para a geração de cenários de longo prazo (meses). Além disso, que o uso de energia (MWh) ao invés de potência (MW) como um parâmetro de previsão faz com que a geração eólica se torne mais previsível.

Witzler (2014) desenvolveu uma metodologia para reconstrução de séries históricas de vento utilizando dados históricos advindos de modelos de mesoescala. Com essas séries reconstruídas, foi verificada a complementariedade entre vento e afluência, destacando-se uma complementariedade negativa entre regiões e fontes distintas de energia. Verificou-se que fenômenos climatológicos como *El Niño* e *La Niña* afetam significativamente a geração eólica. E por fim, sugeriu-se um mecanismo de realocação de energia eólica e hidro-eólica visando a inserção da geração eólica no mercado livre e a diminuição dos riscos aos geradores eólicos.

Desta forma, com base na sucinta revisão bibliográfica mostrada nos parágrafos anteriores, mostra-se que diversos estudos estão sendo feitos na área de geração eólica e que o estudo da geração de séries sintéticas de geração eólica pode ter uma boa contribuição para a literatura. Isso porque, além de apresentar uma análise mais completa sobre diversas maneiras de aplicar o modelo PAR para a geração de séries sintéticas eólica, este trabalho pode subsidiar os estudos para a inclusão da energia eólica nos modelos oficiais de despacho hidrotérmico do SIN, frente às incertezas associadas ao seu perfil de produção.

## 1.2 OBJETIVOS DESTE TRABALHO

Este trabalho tem como objetivo geral realizar uma análise sobre a utilização do modelo PAR para a geração de séries sintéticas hidro-eólica. Nesse sentido, os objetivos específicos que o trabalho busca cumprir são:

- 1) Apresentar uma visão geral sucinta sobre os mais diversos assuntos de energia eólica que subsidiarão a compreensão de como é transformado o histórico de vento em geração eólica, bem como a escolha dos modelos de aerogeradores. Assim como, apresentar a importância da localidade e distribuição espacial dos aerogeradores, o cálculo da potência disponível no

vento, a potência máxima extraível do vento (lei de Betz), os principais tipos e componentes de um aerogerador, e, a importância da geração eólica no cenário nacional e internacional;

- 2) Quantificar e analisar a estacionariedade das séries hidro-eólica históricas, assim como a normalidade dos ruídos e resíduos das séries históricas de afluência incremental e de geração eólica de determinadas localidades;
- 3) Mensurar e avaliar o impacto da aplicação de diversas metodologias do modelo PAR para a geração de cenários sintéticos de geração eólica e afluência incremental;
- 4) Analisar a correlação espacial hidro-eólica histórica com a correlação espacial hidro-eólica dos cenários sintéticos gerados;
- 5) Avaliar a complementariedade hidro-eólica.

### 1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está organizada da seguinte maneira. Primeiramente, no Capítulo 2 são apresentados diversos aspectos da energia eólica, dentre eles, a evolução histórica de sua utilização, aspectos gerais sobre o vento e aspectos gerais e específicos dos aerogeradores. Por sua vez, no Capítulo 3 é apresentado o modelo PAR em detalhes e, com o intuito de facilitar a compreensão do texto, é apresentado um pequeno exemplo de como obter os parâmetros básicos do modelo PAR. Nesse capítulo, apresentam-se os testes que são aplicados nas séries históricas e nos cenários sintéticos gerados para a quantificação e análises das metodologias de geração de séries sintéticas. Por sua vez, o Capítulo 4 apresenta os resultados da geração de séries sintéticas utilizando o modelo PAR. Os resultados das diversas metodologias são quantificados e analisados, assim como é feita uma análise sobre a correlação espacial e a complementariedade hidro-eólica. Por fim, o Capítulo 5 apresenta as principais conclusões obtidas no trabalho, bem como sugestões de trabalhos futuros.



## 2 ENERGIA EÓLICA

### 2.1 INTRODUÇÃO

A energia eólica pode ser definida como a energia cinética de translação contida na movimentação das massas de ar. Para o aproveitamento dessa energia é necessário converter a energia cinética de translação em energia cinética de rotação com o auxílio, por exemplo, de cata-ventos, moinhos, turbinas eólicas ou aerogeradores. Sendo assim, este capítulo visa apresentar uma visão mais ampla sobre a energia eólica, mostrando a sua evolução histórica de utilização, o seu estágio atual de utilização no mundo, os aspectos sobre o vento que influenciam a mesma e, ademais, os tipos e principais dados técnicos de um aerogerador.

### 2.2 A EVOLUÇÃO HISTÓRICA DA UTILIZAÇÃO DA ENERGIA EÓLICA

Acredita-se que os egípcios tenham sido a primeira civilização a usar de forma prática a energia eólica. Por volta de 2800 A.C. a sua utilização foi feita por meio de velas que auxiliavam a força dos remos dos escravos. Com o desenvolvimento das velas surgiu o primeiro modelo documentado de moinho de vento, conforme Figura 2.1. Esse moinho foi desenvolvido pelos Persas entre 900 A.C. e 500 A.C. servindo para moagem de grãos e também para o bombeamento de água.

**Figura 2.1 – Primeiro modelo documentado de moinho de vento.**

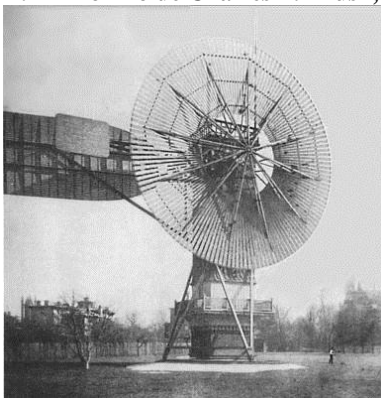


**Fonte: Michell e Grube (1995).**

Até o começo do século XVIII os moinhos de vento eram basicamente utilizados para a substituição da força motriz humana e animal nas atividades agrícolas, bombeamento de água, moagem de grãos e serralheria. Porém, com a revolução industrial houve um declínio em sua utilização devido a substituição por máquinas a vapor.

No século XIX começou-se o desenvolvimento da utilização da energia eólica para a geração de eletricidade e a primeira geração de “grande escala” foi feita pelo moinho desenvolvido por Charles F. Brush, na cidade de Cleveland, Ohio, Estados Unidos. O moinho, ilustrado na Figura 2.2, podia gerar 12 kW e era basicamente utilizado para o acendimento de lâmpadas incandescentes.

**Figura 2.2 – Moinho de Charles F. Brush, 12 kW.**



**Fonte: Jesselmeade (s.d.).**

Durante a expansão territorial dos Estados Unidos e da Rússia as pequenas turbinas eólicas foram desenvolvidas e utilizadas para gerar energia elétrica em áreas remotas. A partir de 1900, vários países começaram, ou continuaram, o desenvolvimento de turbinas eólicas de pequeno e grande porte para a geração de eletricidade, destacando-se entre eles Alemanha, Dinamarca, Estados Unidos, França, Inglaterra e URSS.

Com a chegada da Segunda Guerra Mundial houve um aumento pela busca de turbinas eólicas eficientes, especialmente na Dinamarca. Na metade da década de 1960, o engenheiro dinamarquês Johannes Juul inventou o primeiro aerogerador, o qual possuía uma potência de 200 kW, pás com ângulo para aumentar a eficiência da captura do vento e o corpo

principal do aerogerador era inspirado no corpo de aviões. Desta maneira, esta turbina eólica (ou aerogerador) era a mais eficiente da sua época.

Contudo, durante as décadas de 1950 e 1960 o uso de combustíveis fósseis foi intensificado devido ao seu baixo custo, o que diminuiu os investimentos em energia eólica. Porém, com a chegada da crise do petróleo em 1970, e considerando que o uso de combustíveis fósseis causa poluição e favorece o aquecimento global, os investimentos na área de energia eólica voltaram a crescer, visando a diversificação da matriz energética e a busca por uma matriz mais sustentável. Tais níveis de investimentos permanecem até os dias atuais.

### **2.2.1 A energia eólica no mundo de hoje**

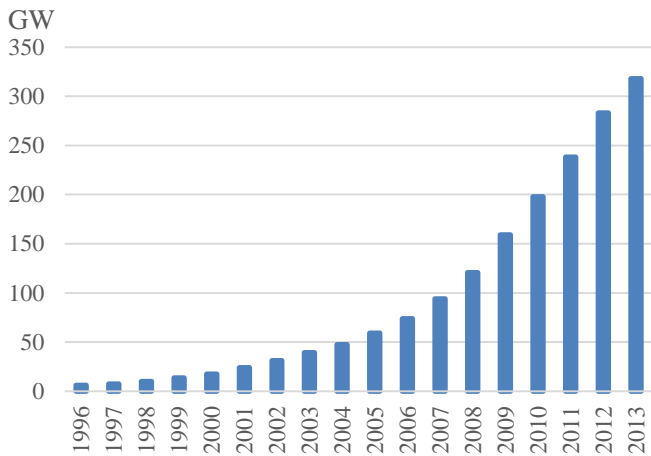
Atualmente a população mundial vem gradativamente solicitando fontes de geração de energia elétrica mais limpas; desta maneira, as fontes alternativas vêm se destacando, dentre as quais a energia eólica é uma das que mais se evidencia, principalmente pelo seu reduzido impacto ambiental, adequado avanço tecnológico e políticas governamentais de incentivo.

Em 1996 a capacidade instalada de geração eólica no mundo era de apenas 6.100 MW, sendo que no final de 2013 essa capacidade passou para 318.105 MW, como pode ser visto na Figura 2.3. Segundo *Global Wind Energy Concil* (GWEC, 2014), a capacidade de geração eólica deve crescer para cerca de 600.000 MW ao final de 2018, ou seja, um crescimento de aproximadamente 88 % em cinco anos.

Na Tabela 2.1 são expostos os 10 países com a maior capacidade instalada de geração eólica. Nota-se que a China e os EUA estão muito à frente em capacidade instalada em relação aos demais e a participação destes países no mercado é de 47,94 %. Ao final de 2012 contabilizou-se 225.000 aerogeradores em funcionamento ao redor do mundo sendo que 63.120 aerogeradores estavam em funcionamento na China ao final de 2013. O Brasil está em 13º lugar neste ranking.

Os países com a maior percentagem de geração de energia eólica em sua matriz energética em 2013 foram: Dinamarca (33,8 %), Portugal (24,6 %), Espanha (20,9 %), Irlanda (17,3 %), Alemanha (7,9 %) e Reino Unido (7,7 %). Os políticos e a indústria dinamarquesa pretendem chegar a marca de 50 % de sua matriz energética composta por usinas eólicas no ano de 2020 e todos os indicadores mostram que a Dinamarca está no caminho para este feito.

Figura 2.3 – Evolução da capacidade instalada mundial de geração eólica.



Fonte: GWEC (2014).

Tabela 2.1 – Os 10 países com a maior capacidade instalada.

País	MW	Market share <sup>6</sup>
China	91.412	28,74%
EUA	61.091	19,20%
Alemanha	34.250	10,77%
Espanha	22.959	7,22%
Índia	20.150	6,33%
Reino Unido	10.531	3,31%
Itália	8.552	2,69%
França	8.254	2,59%
Canadá	7.803	2,45%
Dinamarca	4.772	1,50%
Resto do mundo	48.332	15,19%

Fonte: GWEC (2014).

Atualmente a participação da geração eólica é de aproximadamente 3 % na matriz energética global, empregando cerca de 670.000 pessoas em 2011. Estima-se que em 2020 esta participação chegue a valores entre 8 a 12 %, com uma demanda ainda mais elevada por pessoas nesta área de conhecimento ao longo dos próximos anos.

<sup>6</sup> Market share: termo usualmente utilizado que significa participação de mercado. No contexto deste trabalho, aqui é referido na participação no mercado mundial.



## 2.2.2 O cenário atual da energia eólica no Brasil

O SIN está em plena expansão. O estudo da projeção da demanda de energia elétrica mostra que a demanda máxima instantânea deve passar de 87.225 MW em 2015 para 125.029 MW em 2024. Por sua vez, o estudo de expansão da capacidade instalada de geração apresenta uma evolução que deve passar de 140.293 MW em 2015 para 206.447 MW em 2024 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2015).

Com relação a capacidade instalada de geração eólica no Brasil, em 2012 era de 1.805 MW, o que representava 1,5 % da capacidade instalada, e deve passar para 18.909 MW em 2024. Em consequência, a participação na capacidade instalada do SIN passará para 9,15 % (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2015).

Segundo o Banco de Informações de Geração (BIG), no tocante ao setor elétrico, a matriz energética atualmente é composta conforme a Tabela 2.2, isto é, 64,8 % de hidrelétricas, 27,73 % de termelétricas, 6,06 % de eólicas, 1,39 % de nucleares e 0,02 % de fotovoltaica.

**Tabela 2.2 – Empreendimentos em operação no Brasil.**

<b>Tipo</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Potência Outorgada (kW)</b>	<b>Potência Fiscalizada (kW)</b>	<b>Market share</b>
<b>UHE</b>	206	100.943.441	87.310.008	61,10
<b>UTE</b>	2.891	41.326.859	39.625.657	27,73
<b>EOL</b>	357	8.728.468	8.660.990	6,06
<b>PCH</b>	458	4.881.227	4.852.945	3,40
<b>UTN</b>	2	1.990.000	1.990.000	1,39
<b>CGH</b>	558	431.503	433.406	0,30
<b>UFV</b>	39	26.952	22.952	0,02

**Fonte: ANEEL (2016).**

**Notas: UHE – usina hidrelétrica, UTE – usina termelétrica, EOL – central geradora eólica, PCH – pequena central hidrelétrica, UTN – usina termonuclear, CGH – central geradora hidrelétrica e UFV – central geradora solar fotovoltaica.**

Comparando-se os dados de 2012 com os dados atuais, percebe-se que a representatividade da geração eólica na matriz energética brasileira passou de 1,5 % para 6,06 %, ou, em termos de capacidade instalada passou de 1.805 MW para 8.660 MW, o que representa um aumento de 379 % em quatro anos.

Com esse grande crescimento da geração eólica, o Brasil vem se tornando uma referência na América Latina e grandes fornecedores internacionais de aerogeradores de grande porte já se instalaram no Brasil, dentre os quais podem ser destacadas empresas tais como Alstom, Acciona, Gamesa, GE Wind, Siemens, Vestas e Wobben (Enercon). Por outro lado, os fabricantes nacionais de equipamentos também já estão fabricando aerogeradores, com destaque para a WEG.

A utilização da geração eólica no Brasil começou com a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), em 2004. O objetivo deste programa era diversificar a matriz energética brasileira, sendo que para isso o programa visava aumentar a participação de empreendimentos com base em fontes eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas.

Desta maneira, surgiram os primeiros parques eólicos e os preços de geração, destes empreendimentos, estavam na casa dos 300 R\$/MWh. Contudo foi somente a partir de 2009 que a geração eólica começou a avançar no SIN, muito devido à crise internacional de 2008 e a uma revolução tecnológica que este setor passou na Europa e nos Estados Unidos. Assim, a partir deste momento, os preços começaram a cair e a geração eólica se tornou mais competitiva. Hoje em dia, os preços estão na casa dos 120 R\$/MWh, sendo a segunda fonte mais competitiva no mercado brasileiro e empregando quase 35.000 pessoas em 2013, dos quais, aproximadamente, 10.000 empregos foram criados somente no ano de 2012 (ABEEOLICA, 2014).

Por outro lado, existem uma série de obstáculos para a continuação do desenvolvimento da geração eólica no Brasil, os quais podem ser elencados da seguinte maneira:

- **FINAME**<sup>7</sup>: as novas regras que estão exigindo um maior conteúdo nacional nos equipamentos;
- **Logística**: é urgente uma melhora nas rodovias e hidrovias para permitir o traslado dos grandes equipamentos dos aerogeradores;
- **Transmissão**: falta linhas de transmissão para conectar os parques eólicos a Rede Básica. Em 2013, 48 parques eólicos não puderam entrar em operação devido aos atrasos na construção das linhas de transmissão (GWEC, 2014).

Na Figura 2.4 são apresentadas, em triângulos azuis, todas as usinas eólicas atualmente instaladas e em operação no Brasil. Nota-se a

---

<sup>7</sup> FINAME: é um financiamento do BNDES, feito por intermédio de instituições financeiras, para produção e aquisição de máquinas e equipamentos novos de fabricação nacional.

predominância das usinas no Nordeste e no Sul (majoritariamente no estado do Rio Grande do Sul).

**Figura 2.4 – Usinas eólicas atualmente em operação no Brasil.**



**Fonte: ANEEL (2015b).**

Segundo o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (CRESESB, 2001), o Brasil tem um potencial eólico *onshore* estimado em 143 GW; porém, neste estudo foram considerados aerogeradores instalados a 50 metros de altura. Considerando que os aerogeradores atuais são instalados, em sua grande maioria, entre 80 e 120 metros de altura, e que são muito mais eficientes, este potencial está defasado. Segundo estudos preliminares se os eficientes aerogeradores atuais forem instalados a 100 metros de altura o potencial eólico *onshore* brasileiro deve ultrapassar os 300 GW (PORRUA et al., 2010; FLEURY et al., 2012; WITZLER, 2014).

## 2.3 O VENTO

O vento é a movimentação do ar na atmosfera. Esta movimentação do ar é devido ao aquecimento irregular da superfície terrestre que gera regiões de maior pressão atmosférica e regiões de menor pressão atmosférica. Este aquecimento irregular tem forte influência do

movimento de rotação da Terra. Ao passo que o sol aquece uma determinada região da Terra, o outro lado é resfriado dada a radiação térmica para o espaço. Desta maneira, a rotação da Terra espalha este ciclo sobre a superfície, e como cada tipo de superfície reage de uma maneira, este gradiente de temperatura cria enormes massas de ar que possuem características distintas e a colisão destas massas de ar gera os ventos na Terra (NASCIMENTO, 2005).

### **2.3.1 Perfil vertical do vento**

O perfil vertical do vento é condicionado por variáveis locais, as quais, necessitam ser analisadas cautelosamente para o efetivo entendimento do comportamento do vento em uma dada região. Os principais fatores que influenciam no perfil vertical do vento são:

- Presença de obstáculos nas redondezas;
- Orografia, como a presença de colinas e/ou vales, que podem acelerar ou desacelerar o escoamento do ar;
- Rugosidade do terreno, que é caracterizada pela vegetação, utilização da terra e construções.

A compreensão do perfil vertical do vento torna-se importante por diversos motivos, dentre eles, destaca-se o que está exposto nas Portarias MME nº 21, 18/01/2008, e MME nº 29, de 28/01/2011. A partir dessas regulamentações, os empreendedores ao realizarem o cadastramento e a habilitação técnica de um empreendimento devem realizar o cadastramento do histórico de medições contínuas da velocidade e da direção dos ventos em altura mínima de cinquenta metros, por período não inferior a vinte e quatro meses consecutivos e a serem realizadas no local do parque eólico. Neste caso, considera-se parque eólico o conjunto de todos os aerogeradores interligados eletricamente e que estejam situados nas áreas circulares com raio de até dez quilômetros em torno das torres de medições anemométricas, válido somente para o caso de terrenos de superfície plana com rugosidade homogênea. Para outros terrenos, a definição do raio fica sujeita a definição da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). As medições devem ser integralizadas a cada dez minutos com um índice de perda de dados não superior a 10 %. Logo, de posse destas informações é possível analisar a viabilidade técnica e econômica do empreendimento eólico.

Também se faz necessário conhecer o comportamento vertical do vento para poder maximizar a geração de energia elétrica escolhendo a melhor altura para se instalar os aerogeradores. E, por fim, ao conhecer o

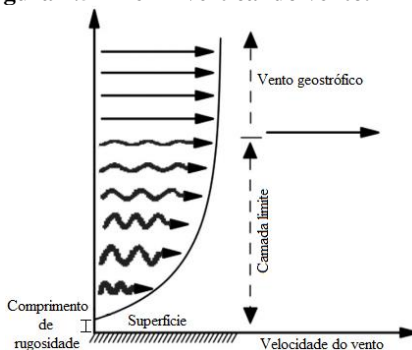
perfil vertical do vento, pode-se conhecer melhor os esforços mecânicos que os aerogeradores (torre, pás, rotor e afins) estarão submetidos durante a operação, podendo-se planejar melhor as manutenções e prever os custos de operação.

A mecânica dos fluidos mostra que a velocidade de um fluido passa de um valor nulo junto à superfície e atinge uma velocidade de escoamento  $V$  em um curto espaço em uma camada da atmosfera, chamada de Camada Limite Atmosférica, ou simplesmente Camada Limite. Esta parte da troposfera é diretamente influenciada pela superfície terrestre e, normalmente, é o local onde os aerogeradores são instalados.

Os principais fatores associados as propriedades da Camada Limite são a velocidade do escoamento, a massa específica do fluido, a viscosidade do fluido, a rugosidade da superfície e a forma da superfície (obstáculos, orografia, etc.). Sempre que o escoamento for turbulento, a forma e a rugosidade da superfície passam a ser os fatores com maior influência no desenvolvimento da camada limite; em geral, o escoamento dentro da camada limite é turbulento. A rugosidade da superfície constitui-se de um conjunto de elementos formado por árvores, vegetações e construções sobre a superfície do solo que oferecem resistência à passagem dos ventos e desviam a sua rota causando pequenas turbulências.

Desta maneira, o vento ao escoar sobre a superfície, forma uma Camada Limite que se estende a grandes altitudes. Próximo a superfície a variação da velocidade é maior; em contrapartida, em grandes altitudes a variação da velocidade é menor, sendo praticamente constante após a Camada Limite, conforme pode ser visto na Figura 2.5.

**Figura 2.5 – Perfil vertical do vento.**



**Fonte: adaptado de Martins; Guarnieri e Pereira (2008).**

Utilizando-se dos conhecimentos da mecânica dos fluidos foram desenvolvidos modelos que objetivam simular, de forma aproximada, o comportamento da camada limite terrestre. Dentre eles, os principais modelos utilizados em estudos do aproveitamento eólico são os modelos da Lei de Potência e da Lei Logarítmica.

O modelo da Lei de Potência é considerado o modelo mais simples e é resultante dos estudos da Camada Limite sobre uma placa plana. A grande vantagem deste modelo é a sua fácil utilização; no entanto, os resultados deste modelo não possuem uma grande exatidão. Sendo assim, o perfil vertical do vento, utilizando a Lei de Potência, é expresso por:

$$V(h) = V(hr) \times \left( \frac{h}{hr} \right)^n, \tag{2.1}$$

em que:

- $V(h)$  é a velocidade do vento na altura  $h$  [m/s];
- $V(hr)$  é a velocidade do vento na altura de referência  $hr$  [m/s];
- $h$  é a altura que se deseja conhecer a velocidade do vento [m];
- $hr$  é a altura de referência [m];
- $n$  é o parâmetro associado a rugosidade da superfície.

Na Tabela 2.3 são apresentados os valores comumente usados para o parâmetro  $n$  para diversos tipos de superfície.

Recomenda-se utilizar o modelo Lei de Potência em locais com baixa orografia, sem a presença de colinas ou depressões nos arredores e para valores de altura,  $h$ , menores que cinquenta metros.

**Tabela 2.3 – Fator  $n$  para diferentes superfícies.**

Descrição do terreno	Fator $n$
Superfície lisa: lago ou oceano	0,10
Gramma baixa	0,14
Vegetação rasteira (até 0,3 m), árvores ocasionais	0,16
Arbustos, árvores ocasionais	0,20
Árvores, construções ocasionais	0,22 a 0,24
Áreas residenciais	0,28 a 0,40

**Fonte: Hirata (1985).**

Por sua vez, o modelo Lei Logarítmica leva em consideração que o escoamento do ar na atmosfera é altamente turbulento. Logo, este

modelo é um pouco mais complexo e realístico em relação ao anterior. Neste modelo é utilizado o conceito de comprimento de mistura (*mixing length*), o qual faz uso da constante de Von Kármán e do comprimento de rugosidade, que considera que a superfície terrestre nunca se apresenta perfeitamente lisa. Desta forma, para velocidades elevadas, o perfil vertical do vento, utilizando o modelo Lei Logarítmica, que sopra sobre um terreno plano e razoavelmente homogêneo, pode ser modelado da seguinte maneira:

$$V(h) = \frac{V_0}{k_c} \times \ln \left( \frac{h}{z_0} \right), \quad (2.2)$$

em que:

- $k_c$  é a constante de Von Kármán, igual a 0,4;
- $z_0$  é o comprimento de rugosidade [m];
- $V_0$  é a velocidade de atrito [m/s], parâmetro da expressão (2.3), que está relacionada com a tensão de cisalhamento em uma superfície  $\tau$  e com a massa específica do ar  $\rho$ , Equação (2.3).

$$\tau = \rho V_0^2. \quad (2.3)$$

O modelo Lei Logarítmica é o mais utilizado para estimar a velocidade do vento em uma determinada altura a partir de uma altura de referência. Para que isto seja possível, é necessário escrever a Equação (2.2) para cada altura e relacioná-las, da seguinte forma:

$$V(h) = V(hr) \times \frac{\ln \left( \frac{h}{z_0} \right)}{\ln \left( \frac{hr}{z_0} \right)}. \quad (2.4)$$

Na Tabela 2.4 são apresentados os valores comumente utilizados para o comprimento de rugosidade para diferentes superfícies planas.

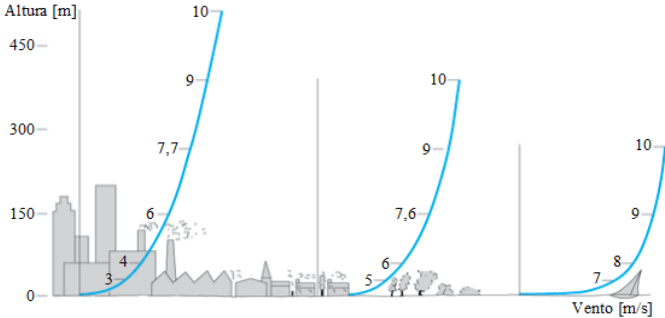
Tabela 2.4 – Comprimento de rugosidade para diferentes superfícies planas.

Descrição do terreno	Comprimento de rugosidade $z_0$ (mm)
Liso, gelo, lama	0,01
Mar aberto e calmo	0,20
Mar agitado	0,50
Neve	3,00
Gramado	8,00
Pasto acidentado	10,00
Campo em declive	30,00
Cultivado	50,00
Poucas árvores	100,00
Muitas árvores, poucos edifícios	250,00
Florestas	500,00
Subúrbios	1500,00
Zonas urbanas com edifícios altos	3000,00

Fonte: Manwell; McGowan e Rogers (2010).

Na Figura 2.6 é apresentado um exemplo da influência do comprimento de rugosidade no perfil vertical do vento. Nota-se que em regiões com poucas construções a velocidade do vento é maior em pequenas alturas e em regiões com grandes construções a velocidade do vento cresce lentamente verticalmente. Portanto, é de extrema importância o conhecimento do perfil vertical do vento na escolha do local a ser instalado os aerogeradores. Dessa forma, pode-se otimizar a geração de energia escolhendo a melhor localidade e a melhor relação custo-benefício para a altura do aerogerador.

Figura 2.6 – Exemplo de perfil vertical do vento.



Fonte: adaptado de Uberti (2014)



Para o caso em que as velocidades do vento sejam moderadas, o perfil vertical do vento se desvia do perfil logarítmico quando a altura é superior a algumas dezenas de metros, consequência das forças de empuxo da turbulência.

Desta maneira, deve-se acrescentar os parâmetros necessários para descrever o fluxo de calor na superfície terrestre, i.e., ao anoitecer a superfície sofre um resfriamento, como consequência a turbulência diminui o que faz com que o perfil vertical tenha um crescimento mais rápido com a altura. Fato similar acontece durante o dia, isto é, com o aquecimento diurno a turbulência aumenta e mantém o perfil vertical do vento mais constante em relação à altura. Logo, para perfis verticais genéricos utiliza-se a expressão:

$$V(h) = \frac{V_0}{k_c} \times \left( \ln \left( \frac{h}{z_0} \right) - \Psi \left( \frac{h}{L} \right) \right), \quad (2.5)$$

em que:

$\Psi$  é uma função empírica (NASCIMENTO, 2005) e dependente da estabilidade, sendo positiva para condições instáveis e negativa para condições estáveis (WITZLER, 2014);

$L$  é o comprimento da mistura [m], dada pela expressão (2.6).

$$L = \frac{T_0}{k_c g} \times \frac{c_p V_0^3}{H_0}, \quad (2.6)$$

em que:

$T_0$  é a temperatura absoluta [K];

$c_p$  é o calor específico do ar à pressão constante [cal/g°C];

$g$  é a aceleração da gravidade [m/s<sup>2</sup>];

$H_0$  é o fluxo de calor na superfície [Km/s].

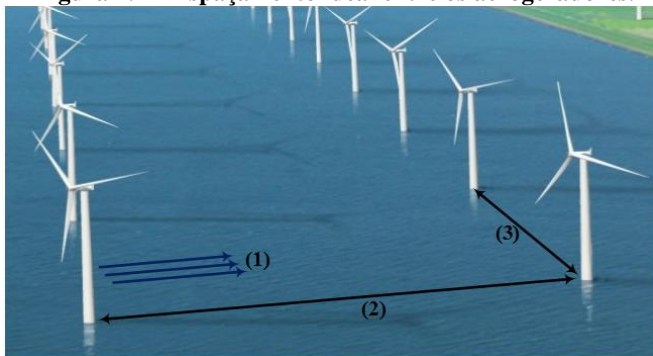
### 2.3.1.1 Direção do vento

Assim como o conhecimento do perfil vertical do vento é importante na escolha da localização de um parque eólico, o conhecimento da direção predominante dos ventos também é de fundamental importância quando se pretende instalar um parque eólico.

Ao conhecer a direção predominante pode-se otimizar a instalação dos aerogeradores de forma a se evitar o chamado efeito esteira (*wake effect*), que é o vento que acaba de passar por um aerogerador e se espalha para uma área maior, sendo turbulento e com conteúdo energético inferior.

Para evitar este efeito o ideal seria instalar os aerogeradores o mais longe possível um dos outros. Contudo, o custo do terreno (maior) e das interligações ficariam demasiadamente caros, sendo que geralmente o distanciamento dos aerogeradores é da ordem de três a cinco vezes o seu diâmetro por uma distância perpendicular à direção do vento predominante (*spanwise spacing*) e de cinco a nove vezes o seu diâmetro em uma distância paralela a direção predominante do vento (*streamwise spacing*), de forma a evitar os efeitos turbulentos da esteira ao lado e a montante. Estudos recentes sugerem que o espaçamento ideal seja de quinze vezes o seu diâmetro em ambos os sentidos (MEYERS; MENEVEAU, 2012). Na Figura 2.7 são exemplificadas as distâncias comumente usadas.

**Figura 2.7 – Espaçamento ideal entre os aerogeradores.**



Fonte: adaptado de OFFSHORE WIND (2014).

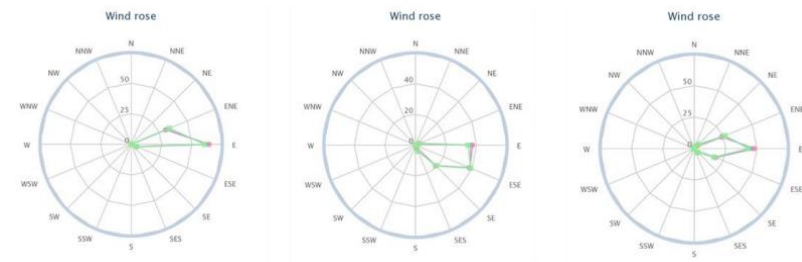
**Nota: (1) sentido predominante do vento, (2) distância do aerogerador a montante (*streamwise spacing*), normalmente de cinco a nove vezes o diâmetro do rotor e (3) distância do aerogerador ao lado (*spanwise spacing*), normalmente de três a cinco vezes o diâmetro do rotor.**

Ao se medir a velocidade do vento, para a determinação da viabilidade de um parque eólico, também se mede a direção do vento e, por conseguinte, é gerada a distribuição conhecida como Rosa dos Ventos, que são figuras que mostram a distribuição espacial das direções

que os ventos tomam ao longo do período de estudo em conjunto com a velocidade.

Na Figura 2.8 são apresentadas três Rosas dos Ventos para a região de Amontada, localizada no estado do Ceará. A primeira Rosa dos Ventos é referente aos ventos do mês de janeiro, a segunda do mês de junho e a terceira aos ventos anuais.

**Figura 2.8 – Rosa dos Ventos, Amontada - CE (Janeiro, Junho e Anual).**



**Fonte: Witzler (2014).**

Nota-se que o vento é predominantemente leste, variando ao longo do ano de leste-nordeste para leste-sudeste conforme a Rosa dos Ventos. De posse destes dados, o empreendedor pode determinar o melhor posicionamento dos aerogeradores de forma a diminuir o efeito esteira e, consequentemente, maximizar a geração de energia.

### 2.3.2 Potência disponível do vento

Conforme dito anteriormente, a energia eólica é produzida através da energia cinética dos ventos. Desta maneira, nesta subseção é apresentada a dedução da fórmula da potência disponível a partir do vento.

Primeiramente, supõe-se um fluxo laminar de ar perpendicular a uma seção transversal de um cilindro de área  $A$ , conforme exemplificado na Figura 2.9. A energia cinética transportada pela massa de ar (vento) que escoar com velocidade  $V$  no interior do cilindro pode ser expressa pela Equação (2.7).

**Figura 2.9 – Fluxo laminar de ar perpendicular a uma seção transversal de um cilindro.**



$$E_c = \frac{1}{2} m V^2, \quad (2.7)$$

em que:

$E_c$  é a energia cinética do vento [J];

$m$  é a massa do ar no cilindro [kg];

$V$  é a velocidade de escoamento do ar dentro do cilindro [m/s].

Sabe-se que a potência é definida como a capacidade de produção de energia por unidade de tempo, ou como a razão entre a energia por unidade de tempo, conforme Equação (2.8).

$$P_d = \frac{dE_c}{dt}, \quad (2.8)$$

em que,  $P_d$  é a potência disponível do vento.

Por sua vez, a vazão mássica do ar é definida por:

$$\frac{dm}{dt} = \rho A V, \quad (2.9)$$

em que,  $\rho$  é a massa específica (densidade) do ar [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ] e  $A$  é a seção transversal de um cilindro.

Substituindo a Equação (2.7) em (2.8) e posteriormente substituindo a Equação (2.9) na resultante, tem-se a potência disponível do vento:

$$P_d = \frac{1}{2} \rho A V^3, \quad (2.10)$$

Nota-se a importante relação cúbica entre a velocidade do vento e a potência disponível, mostrando a importância da escolha adequada do parque eólico, onde se deve conhecer o perfil vertical do vento e evitar o efeito esteira, pois, por exemplo, quando a intensidade do vento dobra, a potência disponível do vento é oito vezes maior.

### 2.3.2.1 Lei de Betz

A Lei de Betz, publicada em 1919 pelo físico alemão Albert Betz (1885-1968), diz qual a potência máxima que pode ser extraída do vento, independentemente da turbina eólica<sup>8</sup>. Esta lei é derivada dos princípios da conservação de massa e momento de um fluxo de ar que escoar por meio de um disco atuador aberto que extrai a energia do vento.

Supondo uma turbina eólica, conforme a ilustrada na Figura 2.10, e considerando que se toda a energia cinética do vento que chega a turbina eólica por meio do vento  $V_1$  fosse possível ser extraída, então o vento  $V_3$ , a jusante da turbina, seria zero; logo, nenhum vento estaria passando pela turbina, a qual não estaria gerando energia. Para manter o vento passando através da turbina o vento deve estar se movimentando a jusante da turbina, podendo ser qualquer valor acima de zero. A Lei que Betz mostra que conforme o vento passa pela turbina a sua velocidade é diminuída devido à perda de energia cinética e o vento deve se espalhar para uma área maior, criando o efeito esteira, devido a conservação de massa.

Como resultado, é intuitivo notar que existe um limite máximo de extração de energia, a qual, segundo Betz, é de 16/27, ou seja, aproximadamente 59,26% é o limite máximo de rendimento de uma turbina eólica em relação a extração de toda a potência disponível do vento. Este limite máximo é calculado pelo limite máximo da Equação (2.11):

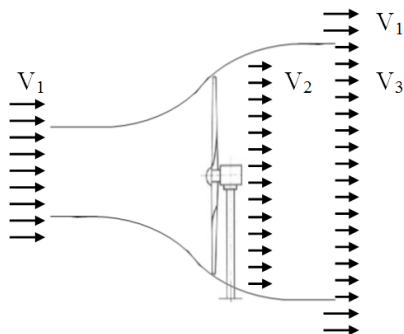
$$C_{p\max} = \frac{1}{2} \left[ 1 + \frac{V_3}{V_1} \right] \left[ 1 - \left( \frac{V_3}{V_1} \right)^2 \right], \quad (2.11)$$

em que,  $C_{p\max}$  é o coeficiente de potência máximo, que é uma relação entre a potência extraível e a potência disponível.

---

<sup>8</sup> Caso a turbina eólica tenha um difusor para coletar mais fluxo de vento mais energia pode ser extraída do vento, porém, atualmente, esta solução é inviável economicamente.

**Figura 2.10 – Fluxo de ar passando por uma turbina eólica.**



## 2.4 AEROGERADORES

De acordo com a norma internacional IEC-61400, os aerogeradores são máquinas capazes de converter a energia cinética dos ventos em energia elétrica. Um aerogerador só pode ser comercializado internacionalmente se ele possuir certificados de conformidade aos requisitos de projetos definidos e aceitos por organizações independentes (e.g. *Det Norske Veritas* (DNV), *TÜV Rheinland*, etc.) e compreendem a todos os equipamentos do aerogerador como pás, torre, turbina eólica e demais componentes.

No caso dos aerogeradores a certificação começou no ano de 1986 e teve início na Alemanha, Dinamarca e Holanda, através da aplicação de procedimentos locais. Conforme o mercado foi se intensificando globalmente, outros países tais como EUA, China, Espanha, Suécia, começaram a desenvolver a sua própria metodologia de certificação com a intenção de apoiar o desenvolvimento da indústria eólica local, porém com uma tendência a utilização das normas internacionais emitidas pela *International Electrotechnical Commission* (IEC).

Em 2001, a IEC publicou a norma WT 01 que apresentava as regras e procedimentos para se obter a Certificação de Tipo para um aerogerador e a Certificação de Projeto para uma usina eólica. Em 2010, esta norma foi revisada e passou a fazer parte da série de normas 61400, que atualmente contém todas as normas que os aerogeradores e usinas eólicas devem seguir. A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) já traduziu esta norma e pode ser encontrada como ABNT NBR IEC 61400.

Nesta seção serão apresentados os principais tipos de aerogeradores, que podem ser divididos, em dois grupos principais, de

acordo com a configuração do eixo do rotor: um grupo com eixo vertical e o outro grupo com eixo horizontal. Será dada uma ênfase no aerogerador com eixo horizontal de três pás por ser o mais utilizado nas usinas eólicas. Dessa forma, serão detalhados os seus principais componentes, os tipos de controle e os principais dados técnicos.

### 2.4.1 Aerogeradores de eixo vertical

Os aerogeradores de eixo vertical constituem um tipo de turbina eólica onde o eixo principal do rotor é instalado transversalmente ao vento. Na Figura 2.11 são apresentados os principais modelos de aerogeradores de eixo vertical, que são Darrieus, Savonius e Darrieus-Savonius.

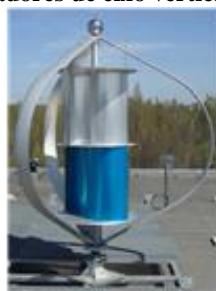
**Figura 2.11 – Principais modelos de aerogeradores de eixo vertical.**



**Darrieus**



**Savonius**



**Darrieus-Savonius**

**Fonte: adaptado de GREENENERGYREPORTER.COM (s.d.) e ALLSMALLWINDTURBINES.COM (s.d.).**

Estes modelos de aerogeradores não utilizam grandes torres, sendo que todos os seus componentes estão instalados junto ao solo. Isso se traduz em uma vantagem na hora da instalação e manutenção; entretanto, torna-se também uma desvantagem já que são necessárias grandes áreas para a sua instalação.

Outras vantagens destes modelos são o melhor funcionamento em ventos turbulentos, a baixa emissão de ruídos (o que o torna melhor para áreas urbanas), a não necessidade de equipamentos para a sua orientação e geralmente são mais baratos que os de eixo horizontal.

Suas principais desvantagens são o menor rendimento em relação aos aerogeradores de eixo horizontal, de difícil instalação em grandes

alturas, o que não permite aproveitar os ventos de grandes velocidades, e a sua modelagem é complexa, o que dificulta a sua otimização.

O modelo Darrieus foi criado no ano de 1931 por Georges Jean Marie Darrieus, um engenheiro aeronáutico francês. Trata-se de uma turbina com perfil aerodinâmico semelhante as asas dos aviões, criando sustentação para se movimentar e gerar energia. Os modelos Darrieus são construídos normalmente com duas ou três pás, não possuem torque de partida, sendo necessário um motor elétrico para esta função, e são de difícil proteção em casos de ventos muito elevados.

O modelo Savonius foi desenvolvido pelo engenheiro finlandês Sigurd Johannes Savonius em 1922, sendo uma turbina que a força predominante é a força de arrasto, isto é, a turbina gira predominantemente pela pressão do ar exercida. É considerada como a turbina eólica menos eficiente, tendo rotação reduzida, com torque de partida, não sendo necessário a instalação de equipamentos adicionais para a partida. Normalmente o modelo Savonius é usado para bombeamento de água e em anemômetros.

#### **2.4.2 Aero geradores de eixo horizontal**

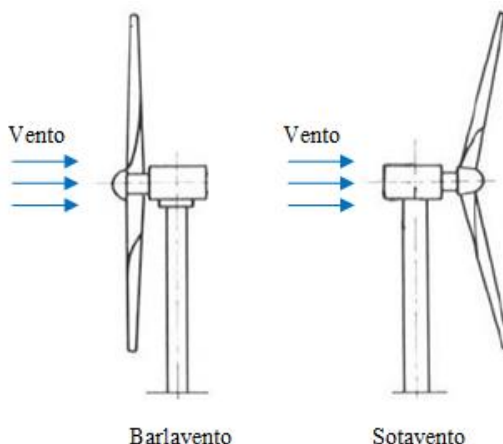
Os aerogeradores de eixo horizontal são os modelos mais empregados para a geração de energia elétrica, pois apresentam melhores rendimentos. Esses modelos necessitam de uma torre para elevar os seus componentes a uma altura onde a geração de energia seja otimizada, ocupando assim pouco espaço na superfície, mas tornando a sua instalação, operação e manutenção mais cara em relação aos de eixo vertical.

Os aerogeradores de eixo horizontal podem ser classificados de acordo com a incidência do vento: barlavento (*upwind*), quando o vento incide diretamente no rotor, ou sotavento (*downwind*) quando o vento chega por trás da turbina eólica, conforme ilustrado na Figura 2.12.

No modelo sotavento as pás estão levemente inclinadas e geralmente não são necessários equipamentos para orientação do rotor em relação a direção do vento; contudo, tais modelos geram muitos ruídos e exigem um esforço mecânico maior do rotor, por isso são pouco utilizados. Já o modelo barlavento necessita de um controle ativo de direcionamento do vento para mantê-lo de frente para o vento, emitindo poucos ruídos e com rendimento aceitável, o que o torna o mais usado para a geração de energia elétrica.



**Figura 2.12 – Classificação de aerogeradores de eixo horizontal quanto a incidência do vento.**



Os aerogeradores de eixo horizontal também podem ser encontrados com diversas configurações em relação a quantidade de pás, desde uma pá até diversas pás, conforme Figura 2.13.

A limitação na extração da potência disponível do vento significa que quanto mais pás existem, menos potência cada uma pode extrair; como consequência, cada pá deve ser mais estreita para manter a eficiência aerodinâmica. Uma maneira de medir este efeito é através do coeficiente de solidez, que é a razão entre a área total das pás pela área varrida pelas pás, e aerodinamicamente existe um ponto ótimo para uma dada velocidade de ponta<sup>9</sup>. Em geral, quanto maior o número de pás, mais estreita devem ser as pás.

Na prática o coeficiente de solidez ótimo é baixo, o que significa que até mesmo em aerogeradores com apenas três pás, cada uma das pás deve ser muito estreita. E para facilitar o deslizamento das pás através do ar as pás devem ser finas em relação à sua largura, de modo que o limite do coeficiente de solidez também limita a espessura das lâminas.

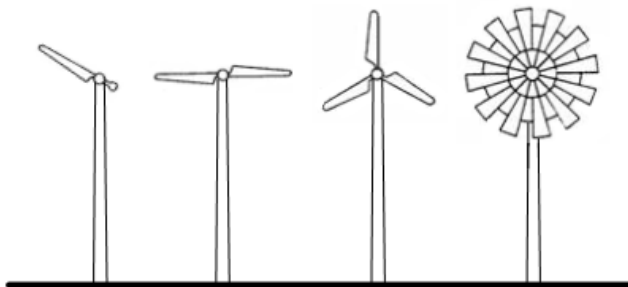
Ademais, se torna difícil construir pás fortes o suficiente se elas são muito finas, ou o custo por pá aumenta significativamente conforme os materiais requeridos também se tornam mais caros. Por esta razão, os maiores aerogeradores não tem mais do que três pás; outro fator que

---

<sup>9</sup> Velocidade de ponta (*tip speed*): pode ser calculada como a velocidade rotacional do rotor (em radianos/segundos) vezes o raio do rotor (em metros). Quanto maior a velocidade de ponta maior o ruído e mais resistente devem ser as pás devido as grandes forças centrífugas geradas.

influencia é a questão estética, é aceito pela comunidade que aerogeradores de três pás causam menos impacto visual.

**Figura 2.13 – Diferentes modelos de aerogeradores de eixo horizontal com relação a quantidade de pás.**



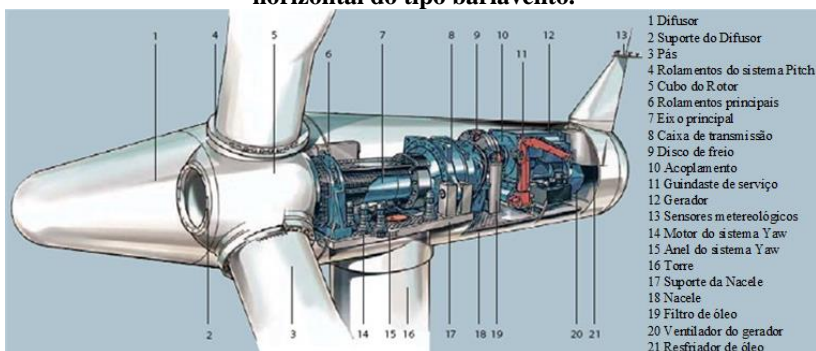
Também pode-se dizer que as turbinas eólicas de uma pá custam pouco, geram baixo ruído e requerem um contrapeso para o seu funcionamento; porém, os esforços mecânicos são altos e o rendimento é baixo, normalmente são usadas em aerogeradores de pequena escala. Já as turbinas eólicas de duas pás são consideradas fortes, simples e baratas. Por sua vez, as turbinas de três pás geram poucos ruídos, tem maior rendimento e maior estabilidade, pois as tensões mecânicas são melhores distribuídas durante a rotação da máquina. Os aerogeradores multipás são apenas usados quando se necessita de um grande torque de partida, porém implicam em menor eficiência e são normalmente utilizados em sistemas de bombeamento de água.

#### 2.4.2.1 Principais componentes

Os principais componentes de um aerogerador de eixo horizontal do tipo barlavento são apresentados na Figura 2.14.

Embora a principal função do difusor seja a estética, ele também fornece proteção para o cubo do rotor contra as intempéries. A maioria dos aerogeradores não conta com um difusor tão grande como o apresentado na Figura 2.14.

**Figura 2.14 – Principais componentes de um aerogerador de eixo horizontal do tipo barlavento.**



**Fonte: SIEMENS (2015).**

As pás são os componentes que capturam a energia cinética do vento e as convertem em energia rotacional no eixo. São consideradas um dos componentes mais críticos de um aerogerador e, portanto, um componente estratégico dos fabricantes. Muitos fabricantes criam diversos tipos de pás para uma única turbina eólica. Desta maneira, pode-se aumentar a performance em diferentes condições de vento. Normalmente as pás tem tamanho que variam entre 34 a 55 metros e são feitas de materiais laminados, como compósitos, madeira de balsa, fibra de carbono e fibra de vidro, que apresentam grandes índices na relação resistência-peso. Tais materiais são moldados em formatos de aerofólios para gerarem força de sustentação, o que faz o rotor girar. As pás também incluem normalmente proteções contra descargas atmosféricas. Elas são aparafusadas ao cubo do rotor, com um mecanismo de passo interposto que permite que as pás girem em torno do seu eixo para tomar vantagem das velocidades do vento variáveis; este mecanismo é chamado de *pitch* e pode ou não estar presente no aerogerador, mais detalhes são apresentados na subseção 2.4.2.2.

O cubo do rotor geralmente é feito de ferro fundido maleável sendo um dos componentes mais pesados de um aerogerador, pesando entre oito a dez toneladas no caso de uma turbina de 2 MW. O cubo é concebido para ser rígido, mas ainda capaz de absorver um elevado nível de vibração.

O eixo principal, dependendo do modelo do aerogerador, é o elemento que transfere a energia rotacional para uma caixa de transmissão ou diretamente para o gerador.

A caixa de transmissão é o componente responsável por converter as rotações do eixo principal que, normalmente, giram entre 10 a 30 rpm, em grandes aerogeradores, para cerca de 1.200 a 1.800 rpm que é a velocidade nominal de rotação de geradores convencionais. Caso o aerogerador não tenha caixa de transmissão, geradores multipolos são utilizados.

O disco de freio serve para parar a máquina quando ventos com grandes velocidades atingem o aerogerador, prevenindo assim grandes estresses mecânicos e acidentes.

O acoplamento serve para acoplar o eixo de alta velocidade que interliga a caixa de transmissão e o gerador.

O guindaste de serviço serve principalmente para as manutenções, onde os equipamentos e peças necessárias podem ser levadas ou retiradas do aerogerador.

O gerador converte a energia mecânica do rotor em eletricidade, com diferentes tipos utilizados os quais serão apresentados na seção 2.4.2.2. Alguns produzem correntes contínuas e outros alternadas. A energia elétrica pode ser utilizada em equipamentos próximos, armazenadas em baterias, discos de inércia ou transferidas para a rede básica.

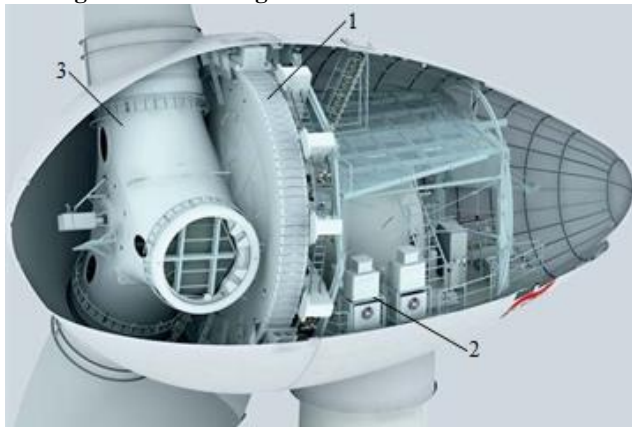
Os sensores meteorológicos principais são de velocidade e direção do vento, pressão atmosférica e temperatura.

O sistema *yaw*, ou de guinada, é o responsável por manter o rotor da turbina eólica de frente para o vento, isto é, ele busca a direção do vento a cada instante e ajusta a posição do rotor para que a máxima potência possível seja captada.

A nacelle é o componente que abriga a maioria dos componentes, como gerador, sistema *yaw*, eixo principal, etc.

Na sequência, apresenta-se na Figura 2.15 um exemplo de aerogerador sem caixa de transmissão.

**Figura 2.15 – Aerogerador sem caixa de transmissão.**



**Fonte: adaptado de ENERCON (2014).**

**Nota: 1 – gerador em anel do tipo síncrono de baixa velocidade, 2 – acionamento do sistema yaw e 3 – cubo do rotor.**

#### 2.4.2.2 Configurações típicas de um aerogerador com relação ao controle de potência e velocidade

Segundo Ackermann (2005), todos os aerogeradores são projetados com algum tipo de controle de potência. O principal método de controle de potência é através do controle das forças aerodinâmicas que o aerogerador está exposto, sendo os principais controles chamados de controle por *stall*, controle por *pitch* e controle por *stall* ativo.

O método de controle por *stall* é considerado o método mais robusto e barato. As pás, neste modelo, são afixadas ao cubo do rotor com um ângulo fixo, ou seja, não podem girar em torno do seu eixo longitudinal. O controle deste método é baseado no projeto aerodinâmico das pás, quando o vento passa a ter uma velocidade muito alta, a própria pá cria uma turbulência na face oposta, reduzindo o mecanismo de sustentação que produz o empuxo no rotor, se diz que a pá entrou em *stall*. A fim de se evitar que toda a extensão da pá entre em *stall* simultaneamente, o que reduziria muito a sustentação, as pás são levemente torcidas ao longo do seu eixo longitudinal. As principais vantagens deste método são a inexistência de um sistema de controle das pás, menor flutuação de potência na rede, menor complexidade no projeto do rotor e menor manutenção devido ao menor número de peças móveis. Com relação as desvantagens, podem-se listar a baixa eficiência em pequenas velocidades de ventos, partida não assistida, complexo projeto

aerodinâmico das pás e variações na potência máxima nominal devido as variações na massa específica do ar e na frequência da rede.

Já no caso do controle por *pitch*, as pás podem girar ao longo do seu eixo longitudinal, se a velocidade do vento está muito baixa, ou muito alta, as pás giram no sentido para captar a maior, ou a menor, quantidade de vento, respectivamente. Se a potência nominal do aerogerador é ultrapassada, em consequência da velocidade alta do vento, as pás do rotor giram em torno do seu eixo longitudinal, desta forma, aumenta-se o ângulo de ataque, o que ocasiona uma diminuição das forças aerodinâmicas dominantes e, conseqüentemente, uma menor extração da potência do vento. Com isso, o aerogerador é preservado e a potência nominal é mantida. As principais vantagens deste tipo de controle são a facilidade da parada do aerogerador em emergências, assistência de partida, bom controle de potência, ou seja, em grandes velocidades de vento em média a potência é mantida perto o suficiente da potência nominal do gerador. Por outro lado, como desvantagem podem-se citar a maior necessidade de equipamentos móveis e de controle, o que requer maior manutenção e a maior flutuação da potência instantânea em ventos elevados e em rajadas de vento, pois o mecanismo de controle não é rápido o suficiente.

O último método de controle é o controle por *stall* ativo, onde a sustentação das pás (*stall*) é controlada ativamente por meio de um mecanismo de *pitch*. Em baixas velocidades de vento o aerogerador com este tipo de controle funciona de maneira similar a um aerogerador com controle por *pitch*, porém em altas velocidades de vento o controle gira as pás do rotor na direção oposta à que os aerogeradores com controle por *pitch* giram, ocasionando um *stall* mais intenso. Este tipo de controle permite atingir uma potência nominal mais suave, sem grandes flutuações, também tem a vantagem de conseguir compensar as variações da massa específica do ar e a combinação com o sistema *pitch* possibilita a partida assistida e facilita as paradas emergenciais.

Com relação ao controle de velocidade existem quatro configurações típicas principais, conforme ilustrado na Figura 2.16. Todas estas configurações podem ser combinadas com as configurações típicas com relação ao controle de potência, porém nem todas são usadas. Atualmente o controle de potência por *stall* e por *stall* ativo só são utilizados na configuração do tipo A e o controle de potência por *pitch* é usado em todos os tipos (A, B, C e D).

A configuração do tipo A é a única configuração do tipo velocidade fixa, neste tipo de configuração o rotor gira sempre na mesma velocidade, independentemente da velocidade do vento, e é determinada de acordo

com a frequência da rede, caixa de transmissão e do projeto do gerador. Nesta configuração são utilizados geradores de indução gaiola de esquilo conectados diretamente a rede via transformador. Este tipo de gerador sempre extrai potência reativa da rede, por isso, em geral, esta configuração utiliza bancos de capacitores para a compensação da potência reativa. Um *soft-starter* também pode ser utilizado para permitir uma conexão mais suave com a rede de distribuição. Este tipo de configuração tem a vantagem de ser simples, robusta, confiável e relativamente barata. Como desvantagem pode-se citar que este tipo de configuração não permite o controle do consumo de potência reativa, alto estresse mecânico e limitado controle da qualidade de energia. Como esta configuração trabalha em velocidade fixa todas as variações da velocidade do vento são transmitidas para o torque mecânico, e consequentemente, para a rede básica. Caso a rede seja fraca, as flutuações de energia podem levar a grandes flutuações de tensão (caso não haja banco de capacitor instalado), o que resulta em perdas significantes nas linhas de transmissão (ACKERMANN, 2005).

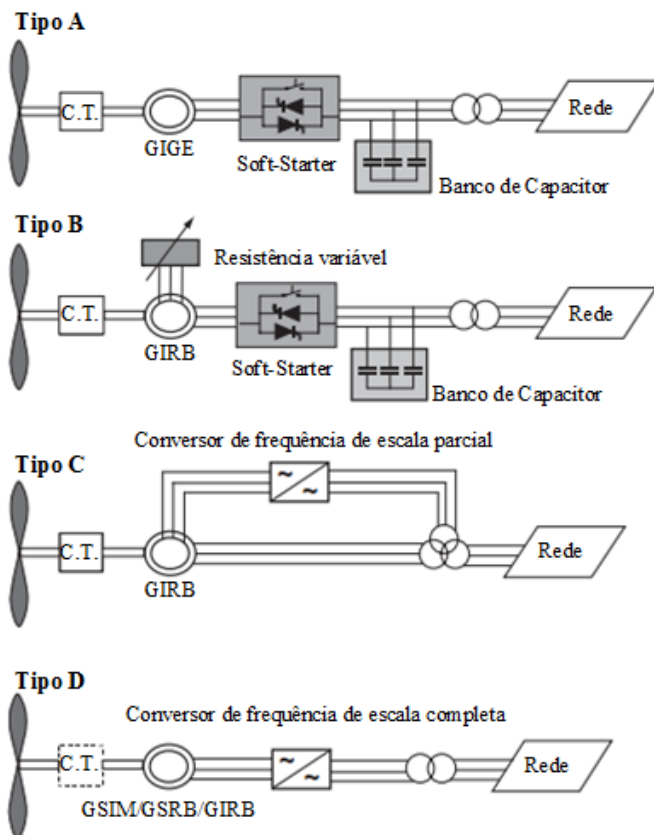
A configuração do tipo B é muito similar com a configuração do tipo A, sua principal diferença é a presença de uma resistência variável conectada em série ao rotor do gerador, conhecida como *OptiSlip*<sup>®10</sup>, esta resistência é controlada opticamente por um controlador externo, desta maneira, elimina-se a necessidade de comutadores (que necessitam de buchas e grande manutenção). Ao variar a resistência do rotor, o escorregamento é alterado, como consequência a potência é alterada e pode ser controlada. Tipicamente, a faixa de controle dinâmico da velocidade é entre 0-10 % acima da velocidade síncrona (HANSEN et al., 2007).

Segundo Ackermann (2005) a configuração do tipo C é conhecida pelo conceito de gerador de indução duplamente alimentado. Nesta configuração a velocidade é variável devido à presença de um gerador de indução com rotor bobinado e de um conversor de frequência de escala parcial (potência em torno de 30 % da potência nominal do gerador) conectado ao circuito do rotor. Este conversor de frequência é responsável pela conexão suave com a rede e pela compensação de reativo. A variação de velocidade depende do tamanho do conversor de frequência, estando normalmente entre -40 % a +30 % da velocidade síncrona. O reduzido tamanho do conversor de frequência torna este modelo atrativo do ponto de vista econômico, por outro lado, a necessidade de comutadores e de proteção para as faltas da rede são as suas principais desvantagens.

---

<sup>10</sup> *OptiSlip*<sup>®</sup> é uma marca registrada da Vestas Wind Systems S/A

**Figura 2.16 – Configurações típicas de um aerogerador com relação ao controle de velocidade.**



Fonte: adaptado de Ackermann (2005).

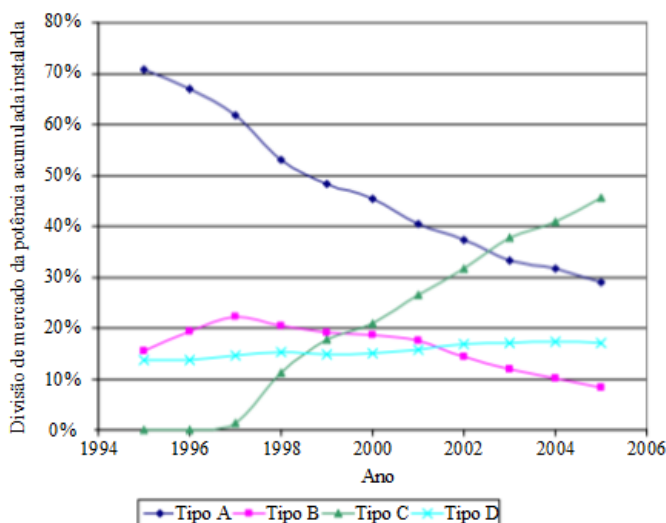
**Nota:** C.T. – caixa de transmissão, GIGE – gerador de indução gaiola de esquilo, GIRB – gerador de indução com rotor bobinado, GSIM – gerador síncrono a ímãs permanentes, GSRB – gerador síncrono com rotor bobinado. A linha tracejada em volta do C.T. no tipo D indica que pode ou não ter C.T. neste caso.

Por fim, a configuração do tipo D permite o controle total da velocidade. Neste tipo de configuração o gerador está conectado à rede por meio de um conversor de frequência de escala completa. A caixa de transmissão pode ou não estar presente, conforme ilustrado na Figura 2.16, e quando não são utilizadas o gerador é do tipo multipolos com um grande diâmetro, Figura 2.15.



Na Figura 2.17 é apresentado o *market share* de cada tipo de configuração, com relação ao controle de velocidade, de 1995 a 2005. Note que as configurações do tipo A e do tipo B estão em declínio, já a configuração do tipo C apresentou um grande crescimento a partir de 1997 sendo a líder no mercado em 2005, enquanto a configuração do tipo D praticamente não apresentou variações na sua participação de mercado.

**Figura 2.17 – Participação de mercado da potência acumulada instalada para diferentes tipos de configurações com relação ao controle de velocidade.**



Fonte: adaptado de Hansen et al. (2007)

#### 2.4.2.3 Principais dados técnicos de um aerogerador

Nesta subseção os principais dados técnicos de um aerogerador são detalhados. Estes dados normalmente são encontrados nos manuais técnicos, folha de dados, brochuras, catálogos e afins.

O principal conjunto de dados técnicos é comumente agrupado por uma categoria chamada de dados operativos. Nesta categoria incluem-se potência nominal (*rated power*), velocidade de partida do vento (*cut-in wind speed*), velocidade nominal do vento (*rated wind speed*), velocidade de corte do vento (*cut-out wind speed*), classe do vento (*wind class*), área varrida (*swept area*), altura do cubo do rotor (*hub height*) e curva de potência (*power curve*).

A potência nominal é a potência máxima que o aerogerador pode gerar, essa potência é atingida a partir da velocidade nominal do vento e se mantém até a velocidade de corte do vento.

A velocidade de partida do vento, ou *cut-in wind speed*, é a velocidade mínima necessária do vento para que o aerogerador comece a gerar energia, normalmente essa velocidade de vento está na faixa de 2-4 m/s nos grandes aerogeradores.

Define-se a velocidade nominal do vento como sendo a velocidade mínima pela qual o aerogerador começa a gerar a potência nominal.

Ao passo que a velocidade de corte do vento, ou *cut-out wind speed*, significa a velocidade de vento na qual o gerador para de gerar energia (o mais comum) ou diminui a geração de energia, dependendo exclusivamente do projeto do aerogerador. Normalmente, a velocidade de corte do vento está na faixa de 22-25 m/s nos grandes aerogeradores.

A classe de vento define qual turbina é adequada para as condições normais de vento de um determinado local e é um dos fatores mais importantes que devem ser considerados durante o complexo processo de planejamento de uma UEOL. A classe de vento é definida principalmente por três fatores, sendo o primeiro a velocidade média anual do vento na altura do cubo do rotor da turbina, o segundo a velocidade de rajadas extremas de vento que podem ocorrer durante 50 anos na altura do cubo do rotor da turbina e o terceiro é a intensidade da turbulência do vento no local. As classes de vento são apresentadas na Tabela 2.5 e seguem o padrão apresentado na norma IEC-61400-1, 3ª edição, 2005.

**Tabela 2.5 – Parâmetros básicos para a classe de vento.**

Classe de vento	I	II	III	S
<b>V<sub>ref</sub> (m/s)</b>	50	42,5	37,5	Definido pelo fabricante
<b>V<sub>ave</sub> (m/s)</b>	10	8,5	7,5	
<b>A</b>	0,16	0,16	0,16	
<b>B</b>	0,14	0,14	0,14	
<b>C</b>	0,12	0,12	0,12	

**Fonte: adaptado de IEC (2005).**

Nota-se que as classes de vento são divididas em quatro classes principais (I, II, III e S), cada classe principal podem tem três subclasses (A, B e C). As classes principais são determinadas pelas velocidades médias anuais do vento ( $V_{ave}$ )<sup>11</sup> e pela velocidade de rajadas extremas de

<sup>11</sup> As definições e métodos de cálculos podem ser encontrados na norma IEC-61400-1, 3ª edição, 2005.

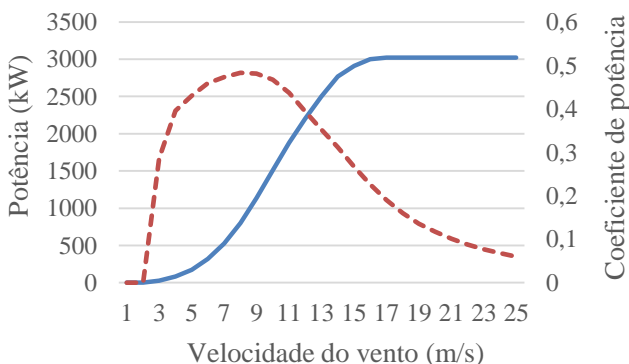
vento que podem ocorrer durante 50 anos ( $V_{ref}$ )<sup>11</sup>, enquanto as subclasses são determinadas pela intensidade da turbulência<sup>11</sup> do vento no local. Por exemplo, um aerogerador com classe de vento IEC IIB é projetado para uma velocidade média anual do vento na altura do cubo do rotor da turbina de 8,5 m/s, para velocidades de rajadas extremas de vento que podem ocorrer durante 50 anos de 42,5 m/s e para uma intensidade de turbulência do vento igual a 14 %. A classe de vento S é utilizada para projetos especiais e os seus parâmetros são determinados pelo fabricante.

A área varrida é o parâmetro que mostra o tamanho da área da seção transversal varrida pelas pás do rotor e pode ser utilizada para o cálculo da potência gerada pelo aerogerador.

Define-se como a altura do cubo do rotor a distância entre a superfície que o aerogerador está instalado até o cubo do rotor e é nesta altura que o vento deve ser considerado para o cálculo da energia gerada.

A curva de potência mostra a relação entre o vento e a potência desenvolvida pelo aerogerador. Essa curva pode mostrar duas relações, a primeira uma relação entre vento e potência gerada, e a segunda entre vento e coeficiente de potência, que é um fator que mostra o quanto da potência disponível do vento é convertida em potência disponível para a rede. Na Figura 2.18 é apresentado um exemplo de curva de potência.

**Figura 2.18 – Exemplo de uma curva de potência – em tracejado tem-se a potência como função da velocidade do vento.**



Analisando a curva de velocidade do vento vs potência da Figura 2.18 pode-se concluir que a velocidade de partida deste aerogerador é de 3 m/s, sua velocidade nominal é de 17 m/s, a velocidade de corte é de 25 m/s e sua potência nominal é de 3.000 kW, aproximadamente.

Para calcular a potência a partir do coeficiente de potência deve-se utilizar a Equação (2.12):

$$P_g = \frac{1}{2} \rho A_v V_v^3 C_p, \quad (2.12)$$

em que:

- $P_g$  é a potência gerada pelo aerogerador [W];
- $A_v$  é a área varrida pela seção transversal das pás [m<sup>2</sup>];
- $V_v$  é a velocidade do vento na altura do cubo do rotor [m/s];
- $C_p$  é o coeficiente de potência do aerogerador.

Sabendo que a área varrida do aerogerador da curva de potência da Figura 2.18 é de 5.281 m<sup>2</sup> e que o seu coeficiente de potência é igual a 0,19 para um vento com velocidade de 17 m/s e massa específica do ar de 1,225 kg/m<sup>3</sup>, a sua potência gerada é a apresentada na Equação (2.13):

$$P_g = \frac{1}{2} (1,225 \times 5.281 \times 17^3 \times 0,19) \approx 3.000 kW. \quad (2.13)$$

Normalmente as curvas de potência apresentadas pelos fabricantes correspondem a uma massa específica do ar igual a 1,225 kg/m<sup>3</sup>. Para o caso de medições de vento em diferentes condições de massa específica, a normalização dos dados deve ser feita conforme o procedimento apresentado na NBR IEC 61400-12-1:2012.

## 2.5 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Este capítulo teve como objetivo principal apresentar uma visão geral sobre a energia eólica, mostrando desde as formas primitivas de seu uso até as formas mais atuais, apresentando informações relevantes sobre o vento e os aerogeradores.

Primeiramente, mostrou-se a evolução histórica da utilização da energia eólica, desde as primeiras utilizações até o estágio atual da geração elétrica a partir da fonte eólica no mundo e no Brasil. No caso específico do Brasil salientou-se o grande desenvolvimento ocorrido nos últimos anos e que este desenvolvimento deve continuar para os próximos anos, além disso, apresentou-se o enorme potencial eólico ainda inexplorado.

Em seguida, os principais fatores sobre o vento foram abordados, como o perfil vertical do vento que mostra as variações da velocidade do vento conforme a altura e a rugosidade do terreno, a importância dos estudos sobre a direção do vento e do efeito esteira. Foi possível ainda apresentar a potência disponível do vento e também a potência máxima extraível do vento (lei de Betz).

Por fim, detalhou-se os principais tipos de aerogeradores, sendo eles o de eixo vertical e o de eixo horizontal, onde se deu uma ênfase maior aos aerogeradores do tipo eixo horizontal devido a sua larga utilização para geração de energia elétrica; os seus principais componentes foram apresentados e suas funções foram detalhadas, assim como apresentou-se as principais configurações típicas com relação ao controle de potência e velocidade terminando com uma apresentação dos principais dados técnicos dos aerogeradores.

No próximo capítulo, serão apresentadas algumas noções básicas de estatística, assim como, o modelo de geração de séries sintéticas hidroeólica utilizado neste trabalho e os testes de validação do modelo aplicado.



### 3 MODELO DE GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS

#### 3.1 INTRODUÇÃO

Cada vez mais os modelos de planejamento da operação energética de sistemas elétricos estão utilizando análises probabilísticas e, conforme discutido nos capítulos anteriores, as afluições e o vento possuem uma natureza estocástica, ou seja, não se conhece antecipadamente a sequência futura de realizações da mesma ao longo do tempo. Nesse sentido, torna-se importante desenvolver (ou utilizar) um modelo que possa gerar cenários futuros de afluições e de vento (ou outro fator relacionado a geração eólica) a serem considerados no Planejamento de Médio Prazo da Operação Hidrotérmica (PMPO) do SIN. Nessa direção, em Hipel e McLeod (1994) são apresentados diversos modelos para a utilização em séries temporais que transformam a série de observações em modelos matemáticos adequados. Em Noakes; McLeod; Hipel (1985) fez-se uma comparação sobre os diversos modelos, sendo que os resultados indicaram o modelo Autoregressivo Periódico de ordem  $p$  (PAR ( $p$ )) (CEPEL, 2001), como sendo o mais adequado para a geração de séries sintéticas de afluições mensais. Ainda, após uma análise na literatura especializada ((BARBOUNIS et al., 2006; MACCORMACK et al., 2008; CAPIZZI; BONANNO; NAPOLI, 2010; MUÑOZ et al., 2010; AMARAL, 2011; AGGARWAL; GUPTA, 2013; MA; SUN; FANG, 2013)), a restrições no modelo atualmente utilizado (a metodologia de otimização utilizada no PMPO necessita de um modelo linear para a geração de cenários), optou-se por utilizá-lo também para a geração de cenários eólicos, o que tornaria a modificação do sistema de planejamento a menor possível.

Como este trabalho está inserido no planejamento de médio prazo, em que são utilizados dados mensais, optou-se por utilizar a geração eólica média, que é a média da geração eólica de cada mês, ao invés de utilizar dados de ventos médios. Isto porque, o dado de vento médio pode não retratar a realidade. Por exemplo, se em uma dada localidade em que são utilizados aerogeradores com uma curva de potência igual a da Figura 2.18 e se o vento registrado durante todo o mês fosse distribuído igualmente entre valores iguais a 2 m/s ou a 30 m/s, a sua velocidade média seria igual a 16 m/s, o que indicaria que os aerogeradores estariam gerando praticamente em potência máxima durante todo o mês, quando na verdade ele não gerou absolutamente nada.

Desse modo, este capítulo irá apresentar e exemplificar noções básicas de estatística, o procedimento matemático utilizado para a

identificação da ordem e da estimação dos parâmetros do modelo PAR ( $p$ ) e, por conseguinte, apresentará a metodologia de geração de séries sintéticas. Ademais, apresentam-se alguns testes de especificação do modelo adotado e da geração de séries sintéticas.

3.2 NOÇÕES BÁSICAS DE ESTATÍSTICA

Esta seção se dedica a trazer conceitos básicos de estatística para modelos periódicos tais como média, variância, desvio padrão, autocovariância e autocorrelação, os quais são a base para o cálculo dos parâmetros de modelos PAR.

Suponha uma série temporal e periódica  $z_{r,m}$  em que  $r$  é o índice dos anos observados tal que  $r = 1, 2, \dots, n$ , e o índice  $m$  representa as estações do ano (ou períodos) tal que  $m = 1, 2, \dots, s$ . A Tabela 3.1 apresenta uma ilustração de uma série temporal onde é possível observar os anos e períodos.

**Tabela 3.1 – Exemplo de série temporal e periódica de afluência incremental.**

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
<b>2003</b>	310	211	147	90	78	68	58	47	43	56	67	139
<b>2004</b>	144	211	182	166	106	91	76	62	51	64	92	184
<b>2005</b>	254	208	176	114	119	93	84	65	64	65	106	176
<b>2006</b>	129	153	150	86	68	60	53	45	54	69	112	170
<b>2007</b>	363	274	132	100	81	70	59	54	42	50	83	88
<b>2008</b>	113	221	194	141	88	75	60	51	53	68	119	257
<b>2009</b>	254	267	223	177	115	93	90	75	88	125	123	272
<b>2010</b>	297	179	248	151	109	89	81	63	56	77	179	292
<b>2011</b>	525	187	237	150	121	101	83	68	61	84	93	289
<b>2012</b>	382	233	152	106	108	102	78	61	52	58	92	127

Essa série temporal e periódica, composta de 120 valores, será utilizada durante este capítulo a fim de se exemplificar os conceitos de interesse. A denominação de série temporal é trivial, dado que seus valores estão relacionados com períodos de tempo. Por outro lado, o conceito periódico diz respeito a repetição de meses específicos ao longo dos anos (i.e., tempo). Assim, dado que cada mês representa uma estação e existem 10 anos de observações mensais, tem-se  $s = 12$  e  $n = 10$ . Dessa



maneira,  $z_{1,1} = 310$  corresponde ao valor da série verificada do ano 1 e mês 1,  $z_{1,2} = 211$  é o valor da série verificada do ano 1 e mês 2 e assim por diante.

Para um modelo periódico a média, primeiro momento estatístico, é calculada somando-se todos os elementos de uma estação e dividindo-se o resultado pelo número total de elementos da mesma. Esse cálculo deve ser feito para todas as estações, conforme a equação a seguir.

$$\mu_m = \frac{1}{n} \sum_{r=1}^n z_{r,m}, \quad (3.1)$$

em que:

$\mu_m$  é a média da estação  $m$ .

Dessa maneira, a média para a Estação 1 (janeiro) pode ser calculada da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \mu_1 &= \frac{1}{10} (310 + 144 + 254 + 129 + 363 + 113 + 254 + 297 + \\ &+ 525 + 382) = 277,10. \end{aligned} \quad (3.2)$$

O mesmo cálculo deve ser feito para as demais estações. Assim, o resultado, de todas as estações, é apresentado no vetor  $\mu_m$  em (3.3).

$$\mu_m = [277,1 \ 214,4 \ 184,1 \ 128,1 \ 99,3 \ 84,2 \ 72,2 \ 59,1 \ 56,4 \ 71,6 \ 106,6 \ 199,4]. \quad (3.3)$$

Por outro lado, a variância é uma medida de dispersão definida como o valor esperado do quadrado dos desvios dos elementos em relação à média, conforme Equação (3.4).

$$\sigma_m^2 = \frac{1}{n} \sum_{r=1}^n (z_{r,m} - \mu_m)^2, \quad (3.4)$$

em que:

$\sigma_m^2$  é a variância da estação  $m$ .

Por exemplo, a variância da estação 1 pode ser calculada da seguinte forma:

$$\sigma_1^2 = \frac{1}{10} \left[ (310 - 277,10)^2 + (144 - 277,10)^2 + \dots \right] = 14896,09. \quad (3.5)$$

Assim como a média, o cálculo da variância deve ser feito para todas as estações. Em (3.6), pode ser visualizado em um vetor o resultado do cálculo da variância para todas as estações do exemplo.

$$\sigma_m^2 = \begin{bmatrix} 14896,09 \\ 1254,64 \\ 1484,69 \\ 969,89 \\ 321,61 \\ 195,76 \\ 159,16 \\ 83,09 \\ 153,04 \\ 405,04 \\ 843,04 \\ 4814,04 \end{bmatrix}. \quad (3.6)$$

O desvio padrão de uma estação,  $\sigma_m$ , é a raiz quadrada da variância dessa estação, conforme apresentado na equação (3.7).

$$\sigma_m = \sqrt{\sigma_m^2}. \quad (3.7)$$

Já a autocovariância de uma estação é definida de acordo com a Equação (3.8).

$$c_k^{(m)} = \frac{1}{n} \sum_{r=1}^n (z_{r,m} - \mu_m)(z_{r,m-k} - \mu_{m-k}), \quad (3.8)$$

$$k = 0 \Rightarrow c_0^{(m)} = \sigma_m^2.$$

em que:

$k$  é um índice associado com o atraso (*lag*) em relação a estação em estudo, ou seja, número de estações anteriores a estação em estudo.

Para exemplificar, suponha que deseja-se calcular a autocovariância do mês de dezembro ( $m = 12$ ) com *lag* 1 ( $k = 1$ ). Logo, isso corresponde a trazer informações do mês de novembro, pois  $m - k = 11$ . Agora supondo que o cálculo da autocovariância seja para o mês de janeiro ( $m = 1$ ) com *lag* 1, nesse caso, estar-se-á trazendo informações do mês de dezembro, pois o modelo é periódico e a primeira estação antes de janeiro é dezembro.

Para o caso em estudo neste trabalho o *lag* máximo é igual a 11, pois se tem 12 estações e se for para considerar a mesma estação do ano anterior deveria ser utilizado um modelo com média móvel como, por exemplo, um PARMA (*Periodic AutoRegressive Moving Average*).

Nas equações (3.9) e (3.10) são apresentados os cálculos da autocovariância de dezembro (12) para o *lag* 1 e 11, respectivamente.

$$c_1^{(12)} = \frac{1}{10} \left[ \begin{array}{l} (139 - 199, 40)(67 - 106, 60) + \\ + (184 - 199, 40)(92 - 106, 60) + \\ + \dots + \\ + (289 - 199, 40)(93 - 106, 60) + \\ + (127 - 199, 40)(92 - 106, 60) \end{array} \right] = 1354,86. \quad (3.9)$$

$$c_{11}^{(12)} = \frac{1}{10} \left[ \begin{array}{l} (139 - 199, 40)(310 - 277, 10) + \\ + (184 - 199, 40)(144 - 277, 10) + \\ + \dots + \\ + (93 - 199, 40)(525 - 277, 10) + \\ + (127 - 199, 40)(382 - 277, 10) \end{array} \right] = 71,86. \quad (3.10)$$

Dessa maneira, deve-se calcular a autocovariância para todas as estações ( $r = 1, 2, \dots, 12$ ) e para todos os *lags* ( $k = 1, 2, \dots, 11$ ).

Por fim, a autocorrelação pode ser definida como a correlação que existe entre valores de uma série temporal observados em diversos instantes de tempo, definida como:

$$\rho_k^{(m)} = \frac{c_k^{(m)}}{\sqrt{c_0^{(m)} c_0^{(m-k)}}}, \quad (3.11)$$

em que:

$\rho_k^{(m)}$  é a autocorrelação da estação  $m$  com o lag  $k$ .

Além disso, os possíveis valores de autocorrelação variam de -1 a 1 e a autocorrelação é igual a 1 para o lag 0.

Utilizando-se dos dados do exemplo, pode-se calcular a autocorrelação de dezembro ( $m = 12$ ) com janeiro ( $k = 11$ ), conforme abaixo:

$$\rho_{11}^{(12)} = \frac{c_{11}^{(12)}}{\sqrt{c_0^{(12)} c_0^{(1)}}} = \frac{71,86}{\sqrt{4814,04 \times 14896,09}} = 0,0085. \quad (3.12)$$

Assim como a autocovariância, deve-se calcular a autocorrelação para todas as estações ( $r = 1, 2, \dots, 12$ ) e para todos os lags ( $k = 1, 2, \dots, 11$ ).

### 3.3 MODELO AUTOREGRESSIVO PERIÓDICO

Segundo Hipel e McLeod (1994), as definições do modelo  $\text{PAR}(p)$ , ou simplesmente PAR, podem ser feitas de duas maneiras diferentes. Na primeira maneira, o modelo PAR pode ser visto puramente como sendo um modelo AR para cada estação de estudo, lembrando que neste trabalho cada mês representa uma estação. Na segunda maneira, o modelo PAR pode ser modelado como sendo um tipo especial de um modelo ARMA<sup>12</sup>. Por simplicidade, o primeiro modelo é o escolhido para definir o modelo PAR. Dessa maneira, o modelo PAR ( $p_m$ ) pode ser definido para a estação  $m$  como sendo:

$$\frac{z_{r,m} - \mu_m}{\sigma_m} = \sum_{i=1}^{p_m} \phi_i^{(m)} \left( \frac{z_{r,m-i} - \mu_{m-i}}{\sigma_{m-i}} \right) + a_{r,m} \quad (3.13)$$

em que:

---

<sup>12</sup> ARMA: é um modelo estatístico utilizado para descrever processos estocásticos estacionários em termos de dois polinômios, sendo o primeiro autoregressivo e o segundo de média móvel, (PETER WHITTLE, 1951).

$p_m$	é a ordem do modelo PAR da estação $m$ ;
$\phi_i^{(m)}$	é o coeficiente autoregressivo de $lag$ $i$ da estação $m$ ;
$a_{r,m}$	é o resíduo aleatório da estação $m$ do ano $r$ , definido como um desvio padrão do resíduo multiplicado por um ruído branco, conforme detalhes adiante.

Detalhes mais aprofundados dos modelos autoregressivos podem ser encontrados em Hipel e McLeod (1994), e Souza e Camargo (2004).

### 3.3.1 Identificação da ordem

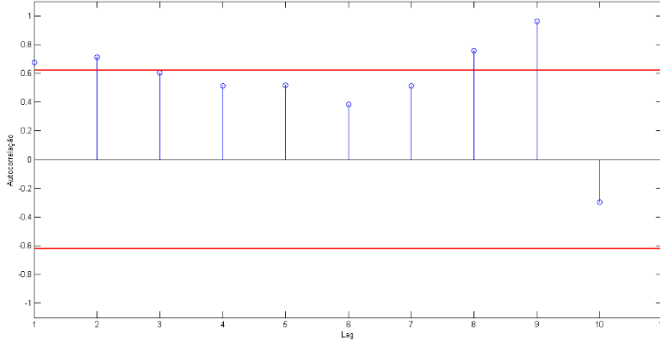
A identificação da ordem do modelo PAR incide na escolha do número de termos autoregressivos, i.e., a ordem  $p_m$ , para cada estação, com o objetivo de ajustar o modelo mais parcimonioso. Por conseguinte, determina quantas estações, ou meses, que devem ser utilizados para calcular uma realização da variável  $z_{r,m}$ ; por exemplo, se em fevereiro a ordem  $p_m$  for igual a 2, então, são utilizadas informações referentes aos meses de janeiro e dezembro para a construção do modelo.

Os principais métodos utilizados para a identificação do modelo e da ordem são a análise das Funções de Autocorrelação (FAC) e Autocorrelação Parcial (FACP), e o fundamentado na máxima verossimilhança. Neste trabalho, a identificação da ordem é feita por meio da análise da FACP, pois o modelo a ser utilizado já é definido como o modelo PAR. A FAC nada mais é que os valores calculados de autocorrelação por meio da Equação (3.11). Na Figura 3.1 estão apresentados graficamente os valores da FAC de dezembro do exemplo apresentado na Seção 3.2.

Segundo Hipel e McLeod (1994), a FAC é normalmente distribuída e independente (NDI), com média zero e variância igual a  $1/n$ ,  $NID(0,1/n)$ , para qualquer  $lag$ . Consequentemente, o intervalo de confiança de 95% pode ser definido como  $\pm 1,96\sqrt{1/n}$ .

Para o cálculo da FACP se faz necessário o desenvolvimento das chamadas equações de Yule-Walker, que são equações que relacionam os coeficientes autoregressivos,  $\phi_i^{(m)}$ , com as autocorrelações,  $\rho_k^{(m)}$ , e que serão utilizadas para determinar a ordem de cada estação do modelo PAR.

**Figura 3.1 – FAC do mês de dezembro do exemplo apresentado na Seção 3.2.**



**Nota:** As linhas vermelhas representam o intervalo de confiança de 95%.

De acordo com Hipel e McLeod (1994) as equações de Yule-Walker podem ser desenvolvidas da seguinte forma. Primeiro considere a expressão (3.14), em que  $E[\cdot]$  representa o operador valor esperado:

$$\rho_k^{(m)} = E \left[ \left( \frac{z_{r,m} - \mu_m}{\sigma_m} \right) \left( \frac{z_{r,m-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}} \right) \right], \quad (3.14)$$

Multiplicando-se ambos os lados da Equação (3.13) por  $\left( \frac{z_{r,m-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}} \right)$ , e calculando o valor esperado para a expressão resultante, obtém-se:

$$\begin{aligned} & E \left[ \left( \frac{z_{r,m} - \mu_m}{\sigma_m} \right) \left( \frac{z_{r,m-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}} \right) \right] = \\ &= \sum_{i=1}^{p_m} \phi_i^{(m)} E \left[ \left( \frac{z_{r,m-i} - \mu_{m-i}}{\sigma_{m-i}} \right) \left( \frac{z_{r,m-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}} \right) \right] + \\ &+ E \left[ a_{r,m} \left( \frac{z_{r,m-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}} \right) \right] \end{aligned} \quad (3.15)$$

Ainda segundo Hipel e McLeod (1994), para  $k > 0$  o último termo da Equação (3.15) é nulo, pois o resíduo aleatório,  $a_{r,m}$ , é independente do termo  $z_{r,m-k}$ . Dessa maneira, a autocorrelação pode ser escrita por:

$$\rho_k^{(m)} = \phi_1^{(m)} \rho_{1-k}^{(m-k)} + \dots + \phi_l^{(m)} \rho_{l-k}^{(m-k)} + \dots + \phi_{p_m}^{(m)} \rho_{p_m-k}^{(m-k)}. \quad (3.16)$$

E ao analisar (3.15) pode-se encontrar a seguinte propriedade:

$$\rho_{l-k}^{(m-k)} = \rho_{k-l}^{(m-l)}. \quad (3.17)$$

Dessa maneira, define-se as equações de Yule-Walker, que relacionam os coeficientes autoregressivos,  $\phi_i^{(m)}$ , com as autocorrelações,  $\rho_k^{(m)}$ , como sendo:

$$\begin{pmatrix} 1 & \rho_1^{(m-1)} & \rho_2^{(m-1)} & \dots & \rho_8^{(m-1)} & \rho_9^{(m-1)} & \rho_{10}^{(m-1)} \\ \rho_1^{(m-1)} & 1 & \rho_1^{(m-2)} & \dots & \rho_7^{(m-2)} & \rho_8^{(m-2)} & \rho_9^{(m-2)} \\ \rho_2^{(m-1)} & \rho_1^{(m-2)} & 1 & \ddots & \rho_6^{(m-3)} & \rho_7^{(m-3)} & \rho_8^{(m-3)} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \ddots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \rho_8^{(m-1)} & \rho_7^{(m-2)} & \rho_6^{(m-3)} & \ddots & 1 & \rho_1^{(m-9)} & \rho_2^{(m-9)} \\ \rho_9^{(m-1)} & \rho_8^{(m-2)} & \rho_7^{(m-3)} & \dots & \rho_1^{(m-9)} & 1 & \rho_1^{(m-10)} \\ \rho_{10}^{(m-1)} & \rho_9^{(m-2)} & \rho_8^{(m-3)} & \dots & \rho_2^{(m-9)} & \rho_1^{(m-10)} & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \phi_1^{(m)} \\ \phi_2^{(m)} \\ \phi_3^{(m)} \\ \vdots \\ \phi_9^{(m)} \\ \phi_{10}^{(m)} \\ \phi_{11}^{(m)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \rho_1^{(m)} \\ \rho_2^{(m)} \\ \rho_3^{(m)} \\ \vdots \\ \rho_9^{(m)} \\ \rho_{10}^{(m)} \\ \rho_{11}^{(m)} \end{pmatrix}. \quad (3.18)$$

Ao resolver as equações de Yule-Walker variando a ordem do problema de 1 até 11 e armazenando o coeficiente autoregressivo de maior ordem, se obtém a FACP da estação  $m$ . O procedimento deve ser realizado para todas as estações (meses).

Para exemplificar este processo, considere os dados do exemplo apresentado na Seção 3.2. Para calcular a FACP de dezembro ( $m = 12$ ) deve-se solucionar as equações de Yule-Walker, variando a ordem do problema de 1 até 11. Desse modo, para a ordem 1:

$$\phi_1^{(12)} = 1 \times \rho_1^{(12)} = 0,6725. \quad (3.19)$$

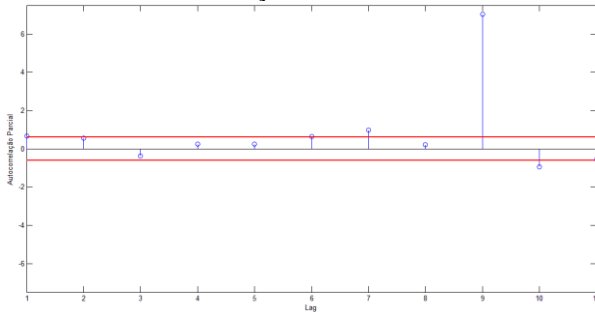
A seguir, esse valor é armazenado e calcula-se o sistema para ordem 2. Logo:

$$\begin{aligned}
 \begin{bmatrix} \phi_1^{(12)} \\ \phi_2^{(12)} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 1 & \rho_1^{(11)} \\ \rho_1^{(11)} & 1 \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} \rho_1^{(12)} \\ \rho_2^{(12)} \end{bmatrix} = \\
 &= \begin{bmatrix} 1 & 0,3542 \\ 0,3542 & 1 \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} 0,6725 \\ 0,7134 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,4801 \\ 0,5434 \end{bmatrix}.
 \end{aligned} \tag{3.20}$$

Conforme dito anteriormente, deve-se armazenar o coeficiente autoregressivo de maior ordem, então, armazena-se o  $\phi_2^{(12)} = 0,5434$ . Este processo é feito até a ordem 11, para todas as estações. Ao final, a FACP é dada pelo conjunto de todos os valores armazenados. Na Figura 3.2 é apresentada a FACP do mês de dezembro, desse exemplo.

Segundo Hipel e McLeod (1994), a FACP também é NID(0,1/n), para qualquer *lag*. Consequentemente, o intervalo de confiança de 95% também pode ser definido como  $\pm 1,96\sqrt{1/n}$ .

**Figura 3.2 – FACP do mês de dezembro do exemplo apresentado na subseção 3.2.**



**Nota:** As linhas vermelhas representam o intervalo de confiança de 95%.

Para a escolha da ordem, de cada estação, do modelo PAR, pode-se utilizar diversas estratégias. Dentre elas, as mais comuns são:

- A ordem do modelo PAR se dá pelo último coeficiente autoregressivo fora do intervalo de confiança. No exemplo da Figura 3.2 a ordem para dezembro seria 10;
- Outra maneira é uma variante da estratégia anterior em que se escolhe a ordem se dá pelo último coeficiente autoregressivo fora do intervalo de confiança, porém utiliza-se somente as ordens dos coeficientes que ultrapassam o limite de confiança. No exemplo da Figura



3.2 a ordem seria 10 e seriam utilizados a ordens 1, 6, 7, 9 e 10;

- Por fim, cita-se outra metodologia em que a ordem é escolhida observando, a partir do primeiro *lag*, a quantidade de *lags* consecutivos que ultrapassam o limite de confiança. No exemplo da Figura 3.2 a ordem para dezembro seria 1. Supondo que o *lag* 2, 3, 4 e 5 estivessem fora do intervalo de confiança, a ordem seria 7, pois os *lags* 1, 2, 3, 4, 5, 6 e 7 estariam fora do intervalo de confiança e o *lag* 8 estaria dentro do intervalo de confiança.

### 3.3.2 Estimação dos parâmetros

De posse da ordem de cada estação do modelo PAR, é necessário estimar os coeficientes autoregressivos do modelo e a variância do resíduo a ser utilizada para corrigir o ruído branco.

Para estimar os coeficientes autoregressivos basta resolver novamente o sistema de equações de Yule-Walker; porém, dessa vez, somente com a ordem determinada anteriormente. Todos os coeficientes encontrados serão os coeficientes autoregressivos do seu modelo.

Por exemplo, utilizando-se da primeira metodologia de identificação da ordem apresentada e dos dados do mês de dezembro do exemplo, a ordem seria 10. Desse modo, resolve-se o sistema de 10 equações e encontram-se os coeficientes.

Na Equação (3.21) são apresentados os coeficientes para esse caso, em forma de vetor. Se a metodologia de identificação da ordem utilizada fosse a segunda ou a terceira, a ordem seria 1 e o coeficiente autoregressivo seria 0,6725.

$$\phi^{(12)} = [1,1137 \quad 8,0721 \quad \dots \quad -3,4773 \quad -0,9497]. \quad (3.21)$$

Após a determinação dos coeficientes autoregressivos, falta ainda a estimação da variância do resíduo  $a_{r,m}$ . Considere que  $k$  é igual a zero em (3.15); dessa maneira, tem-se o apresentado em (3.22), em que todos os termos são conhecidos com exceção do último termo da direita.

$$1 = \phi_1^{(m)} \rho_1^{(m)} + \dots + \phi_{p_m}^{(m)} \rho_{p_m}^{(m)} + E \left[ a_{r,m} \left( \frac{z_{r,m} - \mu_m}{\sigma_m} \right) \right]. \quad (3.22)$$

Se multiplicar (3.13) por  $a_{r,m}$  e calcular o valor esperado do equacionamento resultante, obtém-se:

$$E \left[ a_{r,m} \left( \frac{z_{r,m} - \mu_m}{\sigma_m} \right) \right] = \sum_{i=1}^{p_m} \phi_i^{(m)} E \left[ a_{r,m} \left( \frac{z_{r,m-i} - \mu_{m-i}}{\sigma_{m-i}} \right) \right] + E[a_{r,m}^2]. \quad (3.23)$$

Conforme dito anteriormente, o valor esperado torna-se nulo quando o resíduo é multiplicado pela variável aleatória de outros meses, pois não há correlação entre o resíduo de um mês com as variáveis aleatórias dos diferentes meses. Nesse sentido, tem-se que:

$$E \left[ a_{r,m} \left( \frac{z_{r,m} - \mu_m}{\sigma_m} \right) \right] = E[a_{r,m}^2] = \sigma_{r,m}^2, \quad (3.24)$$

em que:

$\sigma_{r,m}^2$  é a variância do resíduo da estação  $m$ .

Ao substituir (3.24) em (3.22), tem-se que a variância do resíduo da estação  $m$  pode ser calculada da seguinte forma:

$$\sigma_{r,m}^2 = 1 - \sum_{i=1}^{p_m} \phi_i^{(m)} \rho_i^{(m)}. \quad (3.25)$$

Conforme dito anteriormente, o resíduo pode ser definido como sendo a multiplicação do desvio padrão do resíduo por um ruído branco. Logo, tem-se que:

$$a_{r,m} = \sqrt{\sigma_{r,m}^2} \xi_{r,m}, \quad (3.26)$$

em que:

$\xi_{r,m}$  é um ruído branco,  $N(0,1)$ .

### 3.4 GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS

Nesta seção serão discutidas duas metodologias de geração de séries sintéticas univariadas, segundo o modelo PAR, a saber: o Modelo

com Resíduo Normal e o Modelo com Resíduo Lognormal. Por simplicidade, serão chamados somente de Modelo Normal e Modelo Lognormal.

Primeiramente, apresenta-se na Figura 3.3 o fluxograma da geração de séries sintéticas para aclarar todo o processo e em seguida são apresentados o Modelo Normal e o Modelo Lognormal.

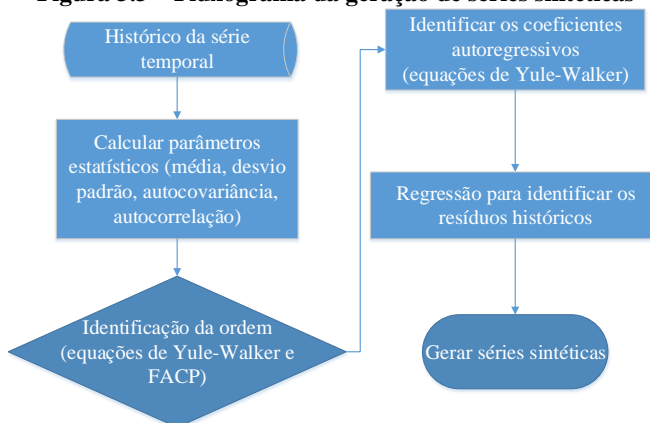
Nesse sentido, para gerar as séries sintéticas primeiramente calcula-se os parâmetros estatísticos com base no histórico da série temporal. Em seguida, é feita a identificação da ordem do modelo de cada localidade e de cada estação. Com a ordem identificada é calculado os coeficientes autoregressivos a partir das equações de Yule-Walker.

Posteriormente, deve-se calcular os resíduos históricos, que serão utilizados posteriormente na dissertação. Tais resíduos históricos são calculados a partir da Equação (3.13), em que  $a_{r,m}$  é a variável a ser calculada. Note que deve ser calculado o valor para cada mês e ano do histórico da série temporal.

Por fim, gerasse aleatoriamente o ruído branco e se utiliza o Modelo Normal ou o Modelo Lognormal para gerar a série sintética.

Na sequência são apresentados o Modelo Normal e o Modelo Lognormal.

**Figura 3.3 – Fluxograma da geração de séries sintéticas**



### 3.4.1 Modelo Normal

O Modelo Normal considera que o resíduo que gerou a série observada é normalmente distribuída e segue o modelo apresentado em

(3.13). A fim de simplificar a geração de séries sintéticas, os termos de (3.13) podem ser reorganizados e escritos como:

$$z_{c,r,m} = \mu_m - \sigma_m \left( \sum_{i=1}^{p_m} \frac{\phi_i^{(m)} \mu_{m-i}}{\sigma_{m-i}} \right) + \sigma_m \left[ \left( \sum_{i=1}^{p_m} \frac{\phi_i^{(m)} z_{c,r,m-i}}{\sigma_{m-i}} \right) + \sqrt{\sigma_m^2} \xi_{c,r,m} \right] \quad (3.27)$$

em que:

$z_{c,r,m}$  representa o valor da série sintética gerado para o cenário  $c$ , ano  $r$  e mês  $m$ .

Note que os termos ao lado direito da igualdade podem ser divididos em constantes e variáveis. Os dois primeiros termos são constantes, pois só dependem de valores previamente calculados para cada estação. Já os demais termos são variáveis, uma vez que dependem de valores anteriores,  $z_{c,r,m-i}$ , e de um ruído branco,  $\xi_{c,r,m}$ , que deve ser sorteado. A parcela constante pode ser previamente calculada para cada estação e representa um deslocamento em relação ao termo variável.

### 3.4.2 Modelo Lognormal

O Modelo Lognormal é utilizado para séries históricas em que a função densidade de probabilidade (FDP) do seu resíduo histórico é lognormal, ou seja, quando o logarítmico da FDP do resíduo da série histórica tem uma FDP normal.

A metodologia descrita a seguir foi proposta por De Matos (2012), com base em Charbeneau (1978), para evitar não-linearidades que podem ser encontradas no modelo proposto por CEPEL (2001), levando a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) a encontrar uma política de operação que não é adequada para o problema. Nessa metodologia é adotada uma FDP lognormal com três parâmetros para o resíduo a fim de se garantir que os atributos estatísticos do histórico sejam mantidos. Destaca-se que este procedimento é o utilizado no planejamento energético do SIN.

Nesse sentido, o cálculo do resíduo do modelo PAR torna-se:

$$a_{r,m} = e^{(\sigma_{\Phi m} \xi_{c,m} + \mu_{\Phi m})} + \Delta_m \quad (3.28)$$

Segundo Charbeneau (1978), os parâmetros  $\sigma_{\Phi m}$ ,  $\mu_{\Phi m}$  e  $\Delta_m$ , podem ser calculados utilizando as seguintes relações:

$$\sigma_{\Phi m} = \sqrt{LN(\Phi)} \quad , \quad (3.29)$$

$$\mu_{\Phi m} = \frac{1}{2} LN \left[ \frac{\sigma_{r_m}^2}{\Phi(\Phi-1)} \right] \quad , \quad (3.30)$$

$$\Delta_{\Phi m} = \mu_{a_{r,m}} - \left[ \frac{\sigma_{r_m}^2}{\Phi-1} \right]^{1/2} \quad . \quad (3.31)$$

No qual  $\Phi$ , de acordo com Charbeneau (1978), é a única raiz real do polinômio (3.32) cujo valor é sempre maior ou igual a 1.

$$\Phi^3 + 3\Phi^2 - (4 + \gamma_{a_{r,m}}^2) = 0 \quad . \quad (3.32)$$

Em que,

$\gamma_{a_{r,m}}$  é a assimetria<sup>13</sup> do resíduo da estação  $m$  da série histórica.

### 3.5 CORRELAÇÃO ESPACIAL

O modelo PAR apresentado até aqui contempla apenas a correlação temporal. Por outro lado, é intuitivo que os parques eólicos e usinas hidrelétricas próximas geograficamente tendem a apresentar regimes de ventos e afluências correlacionadas, sejam esses direta ou inversamente.

Até o presente momento foram discutidas metodologias para a geração de séries sintéticas para modelos univariados. Contudo, neste

---

<sup>13</sup> A assimetria, ou terceiro momento estatístico, é uma medida estatística que define o quanto uma FDP é simétrica. Quando a assimetria é negativa indica que a cauda do lado esquerdo da FDP é maior que a do lado direito, enquanto, quando a assimetria é positiva indica que a cauda do lado direito é maior que a do lado esquerdo. Logo, um valor nulo indica uma distribuição simétrica.

trabalho tem-se como interesse o caso multivariado, dado que o SIN possui mais de uma centena de UHEs e UEOLs. Para isso, faz-se necessário o desenvolvimento da metodologia de cálculo da correlação espacial entre as séries observadas de diferentes localidades, o que torna o modelo multivariado.

De acordo com CEPEL (2001), para a inclusão da correlação espacial, faz-se necessário alterar o cálculo do ruído do modelo PAR. Essa alteração visa transformar esse parâmetro em um ruído espacialmente correlacionado. Dessa forma, o ruído torna-se:

$$W_c = D\xi_c, \quad (3.33)$$

em que:

$W_c$  é um vetor com ruídos branco espacialmente correlacionados;

$D$  é uma matriz de carga.

Ao calcular o valor esperado da multiplicação de (3.33) pelo seu transposto, tem-se que:

$$E[W_c W_c^T] = DE \begin{bmatrix} \xi_c & \xi_c^T \end{bmatrix} D^T. \quad (3.34)$$

Sabendo que os ruídos  $\xi_c$  são normalmente distribuídos,  $N(0,1)$ , bem como independentes, tem-se que o valor esperado da sua multiplicação pelo seu transposto é a matriz identidade. Ainda, como  $W_c$  é um vetor de ruídos que considera a correlação cruzada das séries observadas de diferentes localidades, obtém-se que:

$$U = DD^T, \quad (3.35)$$

em que:

$U$  é uma matriz de correlações espaciais, chamada também de matriz de coeficientes correlacionados.

A matriz  $U$  é uma estimativa das correlações espaciais das diferentes localidades das séries observadas. Nesse sentido, o elemento  $u_{y,q}$  se refere à correlação espacial de ordem zero entre a localidade  $y$  e  $q$ . Dessa maneira:

$$U = \begin{bmatrix} \rho r_{1,1} & \rho r_{1,2} & \vdots & \rho r_{1,nl} \\ \rho r_{2,1} & \rho r_{2,2} & \vdots & \rho r_{2,nl} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \rho r_{nl,1} & \rho r_{nl,2} & \vdots & \rho r_{nl,nl} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \rho r_{1,2} & \vdots & \rho r_{1,nl} \\ \rho r_{2,1} & 1 & \vdots & \rho r_{2,nl} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \rho r_{nl,1} & \rho r_{nl,2} & \vdots & 1 \end{bmatrix}, \quad (3.36)$$

em que:

$\rho r_{y,q}$  é a correlação espacial entre a localidade  $y$  e  $q$ ;

$nl$  é o número de localidades. Neste trabalho é a soma do número de usinas hidrelétricas e de usinas eólicas.

O cálculo da matriz de correlações espaciais é feito utilizando a Equação (3.11), com a diferença em que são utilizados os ruídos históricos de cada localidade e a autocorrelação é feita entre localidades, e não mais entre meses de uma mesma localidade. Nesse sentido, torna-se:

$$\rho r_{y,q} = \frac{c_q^{(y)}}{\sqrt{c_0^{(y)} c_0^{(q)}}}. \quad (3.37)$$

Para calcular a matriz  $D$  admite-se que a mesma é uma matriz triangular inferior. Dessa maneira, pode-se calculá-la a partir de  $U$  conforme exposto em (3.35).

### 3.6 TESTES DE ESPECIFICAÇÃO DO MODELO

A utilização de um modelo autoregressivo para a geração de séries sintéticas deve atender a algumas premissas. Neste trabalho as propriedades verificadas são a estacionariedade da série histórica e a normalidade. A seguir, serão apresentados os fundamentos dos testes estatísticos realizados para a averiguação dessas premissas.

#### 3.6.1 Teste de estacionariedade

Uma série temporal é dita estacionária, no sentido estrito, quando se tem a propriedade de se desenvolver no tempo aleatoriamente mantendo todos os seus momentos estatísticos. Entretanto, pode-se dizer que na maior parte das situações basta que a série seja fracamente estacionária, ou seja, seus dois primeiros momentos estatísticos (média e

variância) sejam constantes ao longo do tempo. A importância em se conhecer a estacionariedade de uma série temporal reside no fato de que, ao trabalhar com uma série estacionária, se está em presença de uma função amostral do processo que possui a mesma forma em todos os instantes do tempo, o que permite estimar as características do processo de forma bastante simples. Caso contrário, tal estimativa seria mais trabalhosa.

O modelo PAR é capaz de descrever de maneira satisfatória séries temporais estacionárias; porém, se a série não for estacionária deve passar por transformações em seus dados originais. Uma das técnicas de transformações mais utilizadas é a de se tomar diferenças sucessivas da série temporal original até que se tenha uma série temporal estacionária. Nesse sentido, a primeira diferença de uma série temporal  $Y_t$  pode ser definida como:

$$\Delta Y_t = Y_t - Y_{t-1} . \quad (3.38)$$

Caso a primeira diferença não resolva o problema de não estacionariedade, pode-se diferenciar novamente a série. Note que após a primeira diferença a nova série terá um dado a menos que a série original e assim sucessivamente.

Neste trabalho utilizou-se o teste de Dickey-Fuller Aumentado (ADF – *Augmented Dickey-Fuller*) para a verificação de estacionariedade e o seu desenvolvimento será feito a seguir.

### 3.6.1.1 Teste de Dickey-Fuller Aumentado

Para facilitar a compreensão do teste Dickey-Fuller Aumentado primeiramente explicaremos o teste Dickey-Fuller (DF) e, em seguida, estenderemos o seu desenvolvimento para o teste ADF.

De acordo com Gujarati (2003), o teste DF é do tipo teste de raiz unitária, que são testes capazes de detectar se a série foi suficientemente diferenciada para se tornar estacionária. Assim, considere o modelo autoregressivo de ordem 1:

$$Y_t = \rho Y_{t-1} + \xi_t , \quad (3.39)$$

$$-1 \leq \rho \leq 1 , \quad (3.40)$$

em que:



$\xi_t$  é um termo que representa o erro e segue um processo de ruído branco;  
 $\rho$  é a raiz.

A ideia por trás dos testes de raízes unitária de estacionariedade é bem simples. É feito a regressão de  $Y_t$  contra o seu valor defasado e, em seguida, é verificado se o coeficiente estimado  $\rho$  é estatisticamente igual a um. Se  $\rho = 1$ , então, diz-se que o modelo possui raiz unitária e pode ser classificado como passeio aleatório sem deslocamento, que é um processo estocástico não estacionário, em caso contrário, o processo é estacionário.

Se  $Y_{t-1}$  for subtraído em ambos os lados da Equação (3.39), tem-se que:

$$\begin{aligned} Y_t - Y_{t-1} &= (\rho - 1)Y_{t-1} + \xi_t \\ \Delta Y_t &= (\rho - 1)Y_{t-1} + \xi_t, \\ \Delta Y_t &= \delta Y_{t-1} + \xi_t \end{aligned} \quad (3.41)$$

em que:

$$\delta = \rho - 1. \quad (3.42)$$

Dessa forma, estima-se a Equação (3.41) e testa-se a hipótese nula que  $\delta = 0$ . Se  $\delta = 0$ , tem-se  $\rho = 1$ , o que significa que a série é não estacionária; se for negativo, conclui-se que a série é estacionária. A única questão é qual teste usar para descobrir se o coeficiente de inclinação estimado de  $Y_{t-1}$  é zero ou não, pois o coeficiente estimado não segue a distribuição  $t$  usual. Para contornar essa dificuldade, Dickey e Fuller (1979) demonstraram que sob a hipótese nula,  $\delta = 0$ , o valor estimado  $t$  do coeficiente de  $Y_{t-1}$  segue a estatística  $\tau$  (tau).

O procedimento para implementar o teste DF envolve diversas decisões, dentre elas, se o processo de passeio aleatório tem deslocamento ou não, se tem ambas as tendências estocásticas e determinísticas. Nesse sentido, o teste é estimado em três diferentes maneiras, ou seja, três diferentes testes de hipóteses nula.

A primeira consiste na hipótese de  $Y_t$  ser somente um passeio aleatório, Equação (3.41). A segunda consiste em  $Y_t$  ser um passeio aleatório com deslocamento, que torna a Equação (3.41) em:

$$\Delta Y_t = \beta_1 + \delta Y_{t-1} + \xi_t, \quad (3.43)$$

em que  $\beta_1$  representa o deslocamento. E por fim, a terceira hipótese que consiste em  $Y_t$  ser um passeio aleatório com deslocamento em torno de uma tendência estocástica:

$$\Delta Y_t = \beta_1 + \beta_2 t + \delta Y_{t-1} + \xi_t . \quad (3.44)$$

Ao conduzir o teste das equações (3.41), (3.43) e (3.44), é assumido que o termo de erro,  $\xi_t$ , é não correlacionado; porém, existem casos que essa hipótese não é válida, para esses casos, Dickey e Fuller (1979) desenvolveram o teste ADF, que consiste em “aumentar” as equações (3.41), (3.43) e (3.44), adicionando valores defasados da variável dependente  $\Delta Y_t$ . A título de exemplo, para a equação (3.44), o teste ADF consiste em estimar a regressão:

$$\Delta Y_t = \beta_1 + \beta_2 t + \delta Y_{t-1} + \sum_{i=1}^m \alpha_i Y_{t-i} + \xi_t , \quad (3.45)$$

em que o número de termos de diferença defasados  $m$  a incluir é determinado empiricamente até que os termos de erro sejam não correlacionados.

No teste ADF ainda é testado se  $\delta = 0$  e o teste também segue a mesma distribuição assintótica do teste DF, dessa maneira, os mesmos valores críticos podem ser utilizados.

### 3.6.2 Testes de normalidade

Dois testes são realizados para testar se o ruído da série temporal histórica é normal ou não. Sendo eles, teste normalidade de Jarque-Bera e teste de normalidade de Kolmogorov-Smirnov. Nesse sentido, tem-se um indicativo para qual modelo de geração de série sintética utilizar, modelo normal ou modelo lognormal. A seguir, serão desenvolvidos os testes utilizados.

#### 3.6.2.1 Teste de normalidade de Jarque-Bera

De acordo com Gujarati (2003), o teste de normalidade de Jarque-Bera (JB) é um teste assintótico e tem por objetivo examinar se a distribuição de probabilidade de uma série segue uma distribuição normal. Para este teste a hipótese nula é: distribuição normal; e a hipótese alternativa é: distribuição não é normal. O teste primeiramente calcula a

assimetria e a curtose<sup>14</sup> da série e, em seguida, calcula-se o teste estatístico:

$$JB = n \left[ \frac{\hat{S}^2}{\sigma} + \frac{(\hat{K} - 3)^2}{24} \right], \quad (3.46)$$

em que:

- $n$             é o tamanho da amostra;
- $\hat{S}$             é o coeficiente de assimetria;
- $\hat{K}$             é o coeficiente de curtose.

Para distribuições normais, a assimetria é igual a zero e a curtose é igual a três. Nesse sentido, o teste de normalidade de JB é um teste de hipóteses conjuntas, em que a assimetria deve ser zero e a curtose deve ser três. Dessa maneira, o resultado da estatística JB é esperado ser igual a zero; e, segundo Gujarati (2003), a estatística do teste segue a distribuição chi-quadrado com dois graus de liberdade.

### 3.6.2.2 Teste de normalidade de Kolmogorov-Smirnov

Segundo Massey (1951), o teste de normalidade de Kolmogorov-Smirnov (KS) é um teste não paramétrico em que se observa a máxima diferença absoluta entre a função de distribuição acumulada da normal e a função de distribuição acumulada empírica dos dados. Nesse sentido, compara-se esta diferença com um valor crítico, para um dado nível de significância.

Com base na hipótese nula  $H_0$ : os dados seguem uma distribuição normal e a hipótese alternativa  $H_1$ : os dados não seguem uma distribuição normal. A estatística do teste é:

$$D_n = \sup_x |F(x) - F_n(x)|, \quad (3.47)$$

em que:

- $F(x)$         representa a função de distribuição acumulada assumida dos dados, neste caso, a normal;

---

<sup>14</sup> A curtose, ou quarto momento estatístico, é uma medida de dispersão que caracteriza o pico, ou "achatamento", da curva da FDP.

$F_n(x)$         representa a função de distribuição acumulada empírica dos dados;  
 $D_n$             é a distância máxima vertical entre os gráficos de  $F(x)$  e  $F_n(x)$ .

De acordo com Massey (1951), para esse tipo de teste, a função de distribuição acumulada empírica,  $F_n(x)$ , é descontínua e definida por uma função escada, enquanto que, a função de distribuição acumulada assumida é contínua (normal). Nesse sentido, faz-se necessário duas outras estatísticas:

$$D^+ = \sup_{x(i)} \left| F(x_{(i)}) - F_n(x_{(i)}) \right| , \tag{3.48}$$

$$D^- = \sup_{x(i)} \left| F(x_{(i)}) - F_n(x_{(i-1)}) \right| . \tag{3.49}$$

Com isso, a Equação (3.47) torna-se:

$$D_n = \max(D^+, D^-) . \tag{3.50}$$

Se  $D_n$  for maior que o valor crítico, rejeita-se a hipótese nula com  $(1 - \alpha)\%$  de confiança; em caso contrário, não se rejeita a hipótese de normalidade dos dados. Na Tabela 3.2 é apresentado alguns valores críticos em função do nível de significância e do tamanho da amostra.

**Tabela 3.2 – Valor crítico dependendo do nível de significância e tamanho da amostra.**

Tamanho da Amostra (n)	Nível de Significância ( $\alpha$ )			
	0,20	0,15	0,10	0,05
10	0,322	0,342	0,368	0,410
20	0,231	0,246	0,264	0,294
30	0,190	0,200	0,220	0,240
> 35	$1,07/\sqrt{n}$	$1,14/\sqrt{n}$	$1,22/\sqrt{n}$	$1,36/\sqrt{n}$

O teste de KS possui algumas desvantagens devido ao seu baixo poder de teste<sup>15</sup>.

<sup>15</sup> O poder de teste é a probabilidade de rejeitar a hipótese nula quando esta é de fato.

### 3.7 TESTES DA GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS

De posse de todos os parâmetros do modelo PAR estimados, da realização dos testes de especificação do modelo e da geração de séries sintéticas, a última etapa consiste em validar os valores gerados para as séries sintéticas.

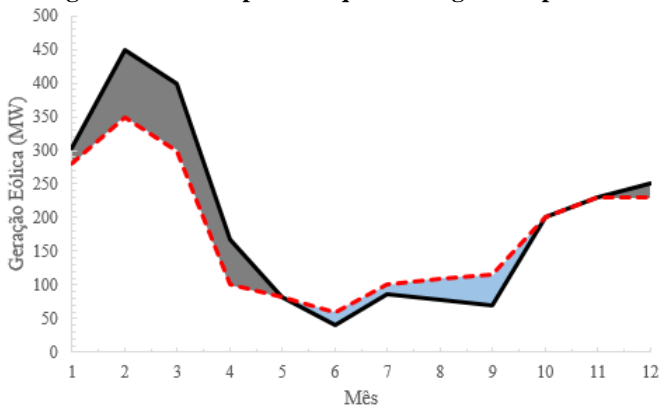
Usualmente as características mais analisadas são os três primeiros momentos estatísticos, ou seja, média, desvio padrão e assimetria. Nesse sentido, compara-se a média, o desvio padrão e a assimetria de cada mês do histórico com os valores das séries sintéticas geradas e espera-se que o erro seja mínimo, pois a série é estacionária, isto é, deve ter a mesma forma em todos os instantes do tempo.

Para o caso de séries temporais periódicas também é utilizado o teste de sequência, (CEPEL, 2001). Esse teste consiste, basicamente, em avaliar o quanto uma série sintética é maior, ou menor, que valores pré-determinados, usualmente, a média histórica da série.

Nesse sentido, uma sequência negativa é definida como o período de tempo em que a série sintética gerada está continuamente abaixo dos valores médios da série histórica, precedidos e sucedidos por valores acima desse limite. Por outro lado, o caso complementar ao anterior é dito sequência positiva, isto é, o período de tempo em que a série sintética gerada está continuamente acima dos valores médios da série histórica, precedidos e sucedidos por valores abaixo desse limite. No caso de séries históricas de geração eólica a sequência negativa traz informações sobre os períodos de pouco vento, enquanto a sequência positiva sobre períodos de grandes ventos. Já para o caso de séries históricas de afluições, a sequência negativa traz informações sobre os períodos secos, enquanto a sequência positiva sobre os períodos úmidos.

Para aclarar esse conceito observe a Figura 3.4. A linha sólida preta representa a série histórica média de geração eólica,  $\mu_i$ , em que  $i = 1, 2, \dots, 12$ , de uma dada localidade, e a tracejada vermelha representa uma série sintética gerada,  $z_i$ . Suponha também que  $m(t)$  seja uma função que retorna o mês  $t$ .

**Figura 3.4 – Exemplo de sequência negativa e positiva.**



Dessa maneira, a área em cinza na Figura 3.4 representa uma sequência negativa entre o mês 1 e 5, e a área em azul representa uma sequência positiva entre o mês 5 e 10. Então, a partir do conceito de sequência, pode-se retirar três informações, sendo elas:

- 1) **Comprimento da sequência:** é o tamanho do intervalo de tempo da sequência. Por exemplo, na Figura 3.4 o comprimento de sequência negativo,  $C^-$ , é:

$$C^- = m(5) - m(1) \text{ e } C^- = m(12) - m(11); \quad (3.51)$$

e o comprimento de sequência positivo,  $C^+$ , é:

$$C^+ = m(10) - m(5) . \quad (3.52)$$

- 2) **Soma da sequência:** área entre a média da série histórica e a série sintética gerada. Para o caso discreto, e utilizando-se do exemplo da Figura 3.4, tem-se:

$$S^- = \sum_{i=1}^5 (\mu_i - z_i) , \quad (3.53)$$

$$S^+ = \sum_{i=5}^{10} (z_i - \mu_i) . \quad (3.54)$$

- 3) **Intensidade da sequência:** é a relação entre a soma e o comprimento da sequência. Dessa forma, utilizando-se dos exemplos, tornam-se:

$$I^- = \frac{S^-}{C^-} , \quad (3.55)$$

$$I^+ = \frac{S^+}{C^+} . \quad (3.56)$$

Para a realização dos procedimentos detalhados nas equações (3.51)-(3.56) se faz necessário que a série sintética gerada seja separada em conjuntos de valores com o mesmo tamanho da série histórica. Exemplificando, se uma série sintética gerada tem 60 anos e a série histórica tem 30 anos, deve-se separar a série sintética em dois conjuntos de 30 anos.

Outro importante conceito para os testes de geração de séries é o percentil, o qual é a quantidade de conjuntos, em percentagem, cujos valores da série sintética superam o histórico. Nesse sentido, tem-se um percentil para cada uma das três informações: comprimento, soma e intensidade. De acordo com Kelman e Pereira (1977), o modelo deve ser rejeitado caso o percentil seja menor que 5% ou maior que 95%. Por exemplo, se o percentil do comprimento for 0% significa que os comprimentos de todos os conjuntos da série sintética são inferiores ao da série histórica. Um valor muito baixo ou muito alto de percentil indica que o modelo não representa muito bem as características periódicas da série histórica.

Por fim, o último teste a ser realizado nas séries sintéticas é o teste de Kolmogorov-Smirnov, em que visa observar a máxima diferença absoluta entre a função de distribuição acumulada da série histórica e a função de distribuição acumulada empírica das séries sintéticas; que é ligeiramente diferente do teste de normalidade de Kolmogorov-Smirnov discutido anteriormente. Caso o leitor queira se aprofundar nesse assunto sugere-se a leitura de Massey (1951).

### 3.8 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Este capítulo teve como principal objetivo apresentar o modelo autoregressivo periódico de geração de série sintética. Destaca-se que este modelo autoregressivo é o usado atualmente nos sistemas de planejamento energético da operação do SIN. Nesse sentido, é de grande

importância o conhecimento desse modelo para a geração de séries sintéticas de afluições, e para a inserção e geração de séries sintéticas eólicas no planejamento da operação energética de médio prazo do SIN.

Primeiramente, mostrou-se as definições e exemplos de cálculos das noções básicas de estatísticas, sendo elas, média, variância, desvio padrão, autocovariância e autocorrelação.

Logo após as noções básicas, apresentou-se o modelo PAR, que é utilizado para gerar valores futuros com base na influência dos valores passados. Para isso deve-se definir quantos estágios passados afetam o futuro, isto é, deve-se identificar a ordem do modelo. Neste trabalho apresentou-se a função de autocorrelação parcial para a identificação da ordem do modelo, onde três interpretações da FACP foram apresentadas para este fim. De posse da ordem do modelo mostrou-se como calcular os coeficientes autoregressivos com base na função de autocorrelação (equações de Yule-Walker) e como calcular a variância do resíduo.

Em seguida, mostrou-se que o modelo apresentado anteriormente era o modelo PAR Normal, onde é considerado que o resíduo da série observada possui uma FDP Normal. Porém, existem casos em que o resíduo da série histórica possui uma FDP lognormal; para esses casos utiliza-se o modelo Lognormal, onde se altera o cálculo do resíduo do modelo PAR. Alteração necessária a fim de se garantir que os atributos estatísticos do histórico sejam mantidos.

Na sequência, o conceito de modelo univariado e multivariado foi apresentado, assim como o cálculo da correlação espacial que torna um modelo univariado em um modelo multivariado.

O próximo ponto apresentado foram os testes de especificação do modelo utilizado. Neste trabalho, testa-se a estacionariedade da série histórica através do teste de ADF e testa-se a normalidade do resíduo e ruído histórico utilizando o teste de normalidade de JB e o teste de normalidade de KS.

Por fim, apresentou-se os testes a serem realizados para a verificação das séries sintéticas geradas, que são: análise dos três primeiros momentos estatísticos, o teste de sequência e, por fim, teste de KS.

Destaca-se, novamente, que o objetivo deste trabalho é avaliar a utilização do modelo PAR para a geração de séries sintéticas de geração hidroeólica, o que subsidiará estudos para a inclusão da geração eólica, de uma maneira estocástica, no PMPO do SIN.



## 4 RESULTADOS

### 4.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo tem como principal objetivo apresentar e analisar os resultados da utilização do modelo PAR para a geração de séries sintéticas de geração eólica e de afluência utilizando as formulações e metodologias apresentadas nos capítulos anteriores.

Inicialmente, é apresentado o sistema hidroelétrico utilizado nas análises, assim como os dados utilizados. Posteriormente, são apresentadas em detalhe as configurações em estudo. Em seguida, são avaliados a estacionariedade das séries históricas, a normalidade dos resíduos e ruídos histórico das séries, a geração de séries sintéticas utilizando o modelo PAR, a correlação espacial hidroelétrica entre séries históricas e séries sintéticas e, por fim, a complementariedade hidroelétrica.

### 4.2 SISTEMA HIDROELÉTRICO

O sistema hidroelétrico em estudo nesse trabalho compreende as 12 regiões de geração eólica e 145 UHEs do SIN. As regiões de geração eólica são apresentadas na Tabela 4.1 e na Figura 4.1, onde se tem uma melhor visualização geográfica da localização das mesmas. Ainda, os nomes das UHEs são listados no APÊNCIDE A devido à grande quantidade de UHEs.

**Tabela 4.1 – Regiões de geração eólica em estudo.**

<b>Local</b>	<b>Coordenadas</b>	<b>Nome</b>	<b>Estado</b>
<b>1</b>	-3.351663, -39.833679	Amontada	CE
<b>2</b>	-4.487611, -37.734432	Aracati	CE
<b>3</b>	-13.986377, -42.639999	Caitité	BA
<b>4</b>	-30.86451, -55.725403	Coxilha Negra	RS
<b>5</b>	-6.029945, -36.497955	Currais Novos	RN
<b>6</b>	-32.249974, -52.24411	Estrada de Senandes	RS
<b>7</b>	-5.435554, -35.955505	João Câmara	RN
<b>8</b>	-5.088892, -36.549969	Macau	RN
<b>9</b>	-11.536543, -41.157532	Morro do Chapéu	BA
<b>10</b>	-3.351663, -39.833679	Paracuru	CE
<b>11</b>	-9.48699, -40.880127	Pedra do Reino	BA
<b>12</b>	-30.008463, -50.149498	Tramandaí	RS

**Figura 4.1 – Regiões de geração eólica em estudo.**

As regiões de geração eólica em estudo possuem uma grande concentração de parques eólicos, como pode ser visto comparando-se a Figura 4.1 com a Figura 2.4.

Os dados de vento das localidades de geração eólica possuem um histórico de 30 anos, compreendendo os anos de 1983 a 2013. Esses dados foram utilizados e adquiridos por Witzler (2014) do VORTEX<sup>®</sup>, que é um modelo atmosférico de mesoescala online que fornece dados horários de velocidade de vento, direção do vento, temperatura, pressão atmosférica e umidade relativa. Tais dados representam a média horária para uma região de 3 km x 3 km.

A geração de séries eólicas é feita a partir da potência elétrica mensal média considerando aerogeradores instalados a 100 m de altura. Dessa maneira, os dados de vento do VORTEX<sup>®</sup> são convertidos em geração de energia elétrica por meio da curva de potência do aerogerador, sendo que para cada localidade foi utilizado um determinado aerogerador, escolhido de acordo com a Tabela 2.5. Na Tabela 4.2 apresenta-se os aerogeradores utilizados em cada localidade. Destaca-se que os dados de vento não foram normalizados conforme NBR IEC 61400-12-1:2012, pois verificou-se que a normalização dos dados não afetaria os estudos da aplicabilidade da metodologia de geração de séries sintéticas proposta nesse trabalho.

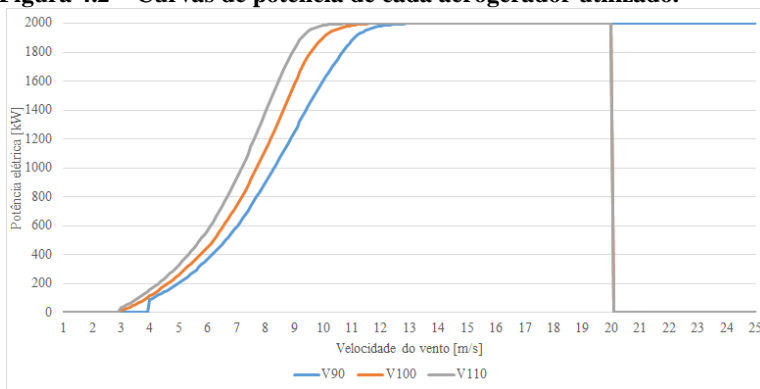
**Tabela 4.2 – Aerogerador utilizado em cada localidade.**

<b>Local</b>	<b>Nome</b>	<b>Estado</b>	<b>Classe de Vento</b>	<b>Modelo Aerogerador</b>
<b>1</b>	Amontada	CE	III	<i>Vestas V110</i>
<b>2</b>	Aracati	CE	II	<i>Vestas V100</i>
<b>3</b>	Caitité	BA	I	<i>Vestas V90</i>
<b>4</b>	Coxilha Negra	RS	III	<i>Vestas V110</i>
<b>5</b>	Currais Novos	RN	I	<i>Vestas V90</i>
<b>6</b>	Estrada de Senandes	RS	II	<i>Vestas V100</i>
<b>7</b>	João Câmara	RN	I	<i>Vestas V90</i>
<b>8</b>	Macau	RN	II	<i>Vestas V100</i>
<b>9</b>	Morro do Chapéu	BA	II	<i>Vestas V100</i>
<b>10</b>	Paracuru	CE	III	<i>Vestas V110</i>
<b>11</b>	Pedra do Reino	BA	II	<i>Vestas V100</i>
<b>12</b>	Tramandaí	RS	II	<i>Vestas V100</i>

Todos os aerogeradores utilizados para o cálculo da geração de energia elétrica são da fabricante *Vestas Wind System*® e são certificados de acordo com a IEC 61400. Além disso, os aerogeradores utilizados são da plataforma de 2 MW, com geradores de indução de imãs permanentes duplamente alimentados com conversores de frequência de escala completa, regulação de *pitch* e sistema ativo de *yaw*. A Tabela 4.3 mostra um comparativo entre os principais dados técnicos de cada aerogerador utilizado. Por outro lado, na Figura 4.2 apresenta-se um comparativo entre as curvas de potência de cada aerogerador.

**Tabela 4.3 – Principais dados técnicos dos aerogeradores utilizados.**

	<b>V90</b>	<b>V100</b>	<b>V110</b>
<b>Potência nominal [MW]</b>	2	2	2
<b><i>Cut-in</i> [m/s]</b>	4	3	3
<b><i>Cut-out</i> [m/s]</b>	25	20	20
<b>Velocidade nominal [m/s]</b>	12	12	11,5
<b>Comprimento das pás [m]</b>	44	49	54

**Figura 4.2 – Curvas de potência de cada aerogerador utilizado.**

Já os dados de afluência incremental de cada UHE foram extraídos do Deck de informações do modelo NEWAVE do mês de janeiro de 2014 e devem ter o mesmo tamanho que os dados eólicos, ou seja, possuem um histórico mensal de 30 anos, compreendendo aos anos de 1983 a 2013.

### 4.3 CONFIGURAÇÕES DAS CONDIÇÕES EM ESTUDO

Os resultados a serem apresentados na Seção 4.4 foram obtidos de acordo com as configurações das condições a serem apresentadas nessa seção. Em todas as condições a ordem do modelo PAR foi escolhida observando, a partir do primeiro *lag*, a quantidade de *lags* consecutivos que ultrapassam o limite de confiança, sendo limitado até a ordem 6. As metodologias avaliadas são os modelos com Resíduo Normal e Lognormal, em que são testadas diferentes condições para a aplicação dessas metodologias, conforme síntese apresentada na Tabela 4.4.

Em cada condição foram geradas 1000 séries sintéticas com 100 anos em cada série dos quais os primeiros 20 anos são excluídos a fim de eliminar a influência dos últimos anos do histórico nos primeiros anos dos cenários gerados. Nesse sentido, foram gerados 80.000 (1000 x 80) valores para cada estação de cada localidade.

Nas condições NTM10, NTMH e NTH, testa-se a aplicação do Modelo Normal, para todas as localidades e estações (meses), variando somente a metodologia de cálculo da variância do resíduo. A primeira metodologia de cálculo da variância do resíduo, denominada “Modelo”, utiliza da formulação da variância do resíduo do modelo, conforme Equação (3.25). O cálculo da variância do resíduo pelo Modelo pode retornar valores negativos, nesses casos, o valor é substituído por  $10^{-6}$  ou

pela variância do histórico de resíduo. Enquanto a segunda metodologia, denominada “Histórico”, utiliza da formulação padrão da variância, Equação (3.4), porém o cálculo é feito utilizando-se do histórico de resíduo de cada estação e localidade, o qual foi apresentado como deve ser calculado na subseção 3.4.

**Tabela 4.4 – Configurações das condições em estudo.**

Condição	Modelo	Critério de Aplicação	Variância do resíduo	Se variância do resíduo for negativa substituir por:
<b>NTM10</b>	Normal	Todas as estações	Modelo	$10^{-6}$
<b>NTMH</b>	Normal	Todas as estações	Modelo	Histórico
<b>NTH</b>	Normal	Todas as estações	Histórico	---
<b>L0M10</b>	Lognormal	$\gamma_{a_m} > 0$	Modelo	$10^{-6}$
<b>L0MH</b>	Lognormal	$\gamma_{a_m} > 0$	Modelo	Histórico
<b>L0H</b>	Lognormal	$\gamma_{a_m} > 0$	Histórico	---
<b>L05M10</b>	Lognormal	$\gamma_{a_m} > 0,5$	Modelo	$10^{-6}$
<b>L05MH</b>	Lognormal	$\gamma_{a_m} > 0,5$	Modelo	Histórico
<b>L05H</b>	Lognormal	$\gamma_{a_m} > 0,5$	Histórico	---
<b>LF0M10</b>	Lognormal	Teste de normalidade falhar e $\gamma_{a_m} > 0$	Modelo	$10^{-6}$
<b>LF0MH</b>	Lognormal	Teste de normalidade falhar e $\gamma_{a_m} > 0$	Modelo	Histórico
<b>LF0H</b>	Lognormal	Teste de normalidade falhar e $\gamma_{a_m} > 0$	Histórico	---

Já para a Condição L0M10 até a Condição LF0H, é aplicado o Modelo Lognormal em determinada estação nas seguintes circunstâncias:

- 1) Quando a assimetria do resíduo da estação é maior que 0 (condições L0M10, L0MH e L0H);
- 2) Quando a assimetria do resíduo da estação é maior que 0,5 (condições L05M10, L05MH e L05H);
- 3) Quando um dos testes de normalidade (JB ou KS) falhar e ao mesmo tempo a assimetria é maior que zero (condições LF0M10, LF0MH e LF0H).

Quando na avaliação dessas condições uma estação não atenda ao critério de aplicação, então o Modelo Normal é aplicado. Por exemplo, se durante a avaliação da Condição L0M10 uma determinada estação de uma dada localidade tenha assimetria do resíduo histórico igual ou menor que zero o modelo a ser aplicado será o Modelo Normal; em caso contrário, será aplicado o Modelo Lognormal.

#### 4.4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Os primeiros testes a serem analisados são os testes realizados sobre a série histórica, que são os testes de estacionariedade e de normalidade do histórico de resíduo e ruído.

A importância em se conhecer a estacionariedade de uma série temporal reside no fato de que, ao trabalhar com uma série estacionária, se está em presença de uma função amostral do processo que possui a mesma forma em todos os anos; dessa maneira, a utilização do modelo PAR consegue descrever de maneira satisfatória a série.

Das 157 séries históricas testadas, somente 3 séries de afluência incremental não passaram no teste de ADF de estacionariedade, a saber:

- UHE Jauru, 138,3 MW, localizada no subsistema hídrico Paraguai e subsistema elétrico Sudeste/Centro-Oeste (SE-CO);
- UHE Ponte de Pedra, 176 MW, localizada no subsistema hídrico Paraguai e subsistema SE-CO;
- UHE Guaporé, 121,5 MW, localizada no subsistema hídrico Madeira e subsistema elétrico SE-CO.

Entretanto, em um primeiro momento as séries históricas de afluência incremental foram testadas com somente 30 anos de histórico (devido ao tamanho do histórico de dados de vento), mas o Deck de informações do modelo NEWAVE fornece 83 anos de histórico. Então, testou-se novamente as séries que não passaram no primeiro teste e, dessa

vez, somente a série de afluência incremental da UHE Guaporé não passou no teste. Tais resultados apontam que o modelo PAR pode gerar séries sintéticas satisfatórias.

O próximo teste a ser analisado é o teste de normalidade do histórico de ruído e de resíduo das séries históricas. Para a realização desses testes, o histórico de ruído e de resíduo são gerados para cada condição apresentada na Tabela 4.4.

Em todas as condições os históricos de ruído das séries passaram em ambos os testes de normalidade. Tal resultado indica que a geração de ruídos normais está correta. Já para o histórico de resíduos, 8,33 % das estações eólicas e 55,46 % das estações de afluência incremental não passaram em pelo menos um dos testes de normalidade (JS ou KS). Dessa maneira, possivelmente as condições em que são utilizados o Modelo Normal sejam as mais adequadas para a geração de séries sintéticas de geração eólica e as condições com Modelo Lognormal sejam as mais adequadas para a geração de séries sintéticas de afluência incremental.

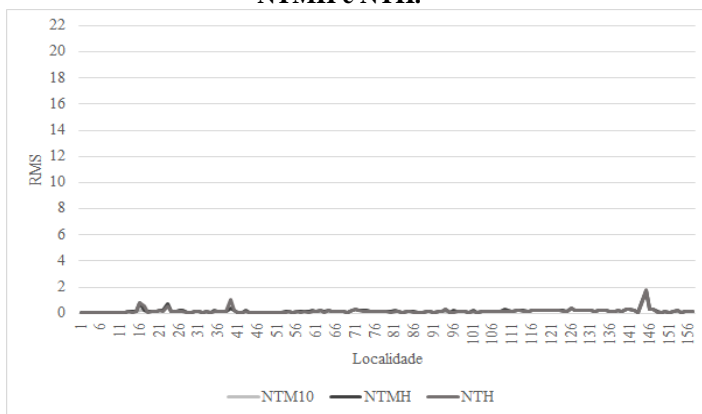
Em seguida, são analisados os resultados do teste de média das séries sintéticas geradas em cada condição. Nesse teste, é apresentado o RMS (*root mean square* ou raiz da média quadrada) resultante da diferença percentual entre as médias dos cenários gerados e das séries históricas. Nesse sentido, quanto menor o valor RMS melhor a metodologia.

O RMS de cada localidade para as condições NTM10, NTMH e NTH é apresentado na Figura 4.3, condições que são aplicados o Modelo Normal. Nesta figura, e nas demais, as doze primeiras localidades são referentes as séries de geração eólica, enquanto que as demais são referentes as séries de afluência incremental. Nota-se que os valores RMS são pequenos, tendo somente um valor próximo de 2 %. Outro ponto a ser destacado é que não houve diferença perceptível entre as condições; logo, o primeiro momento estatístico não é impactado pelas diferentes metodologias de cálculo da variância do resíduo.

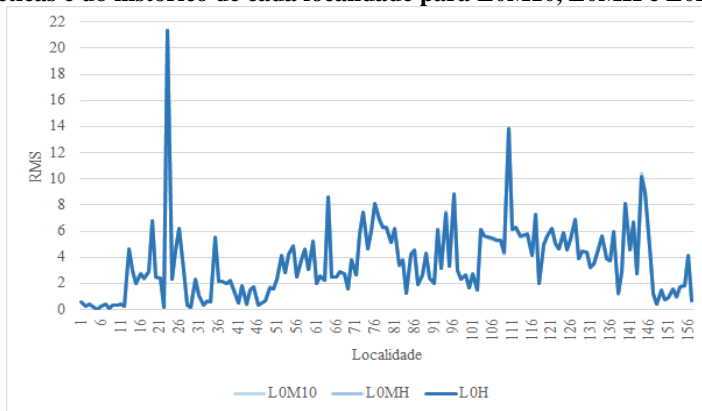
Os resultados de RMS das condições L0M10, L0MH e L0H são apresentados na Figura 4.4, condições em que o Modelo Lognormal é aplicado quando a assimetria do resíduo histórico for maior que zero. Novamente percebe-se que as diferentes metodologias de cálculo da variância do resíduo não impactaram no primeiro momento estatístico. Contudo, os valores RMS estão bem superiores se comparados aos resultados das condições anteriores, chegando a ter um valor próximo de 22 %. Nota-se também que os valores RMS das séries de afluência incremental são bem maiores que os valores das séries de geração eólica,

o que contraria o sugerido pelo teste de normalidade do resíduo histórico das séries.

**Figura 4.3 – RMS da diferença percentual entre as médias das séries sintéticas e do histórico de cada localidade para as condições NTM10, NTMH e NTH.**



**Figura 4.4 – RMS da diferença percentual entre as médias das séries sintéticas e do histórico de cada localidade para L0M10, L0MH e L0H.**

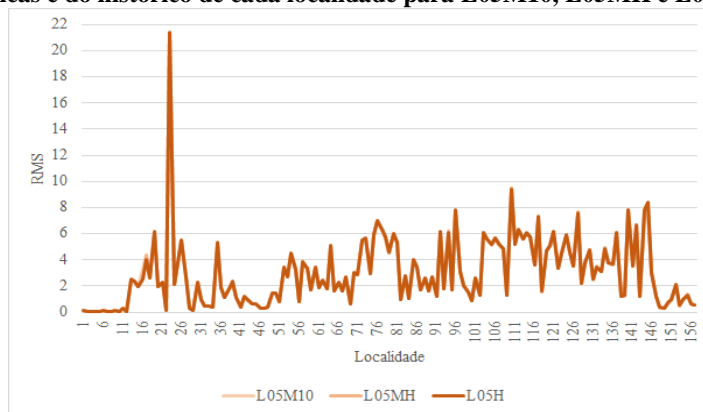


Resultado semelhante acontece para L05M10, L05MH e L05H, Figura 4.5, condições em que o Modelo Lognormal é aplicado quando a assimetria do resíduo histórico for maior que 0,5. Nestas condições as diferentes metodologias de cálculo da variância do resíduo também não impactaram no primeiro momento estatístico e, novamente, os valores



RMS das séries de afluência incremental são bem maiores que os valores das séries de geração eólica.

**Figura 4.5 – RMS da diferença percentual entre as médias das séries sintéticas e do histórico de cada localidade para L05M10, L05MH e L05H.**



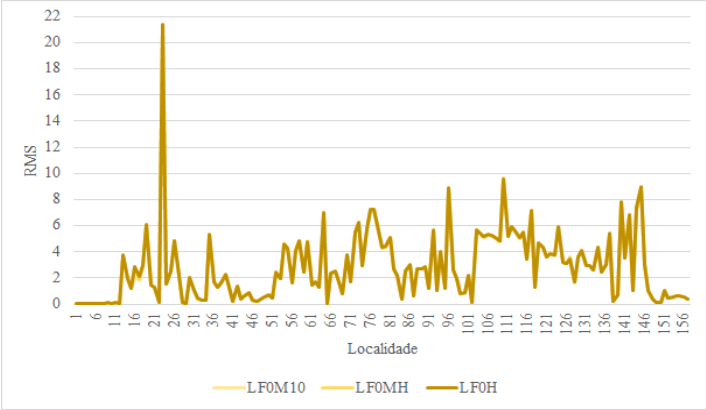
A mesma análise feita para as condições anteriores, em que o Modelo Lognormal é utilizado, vale para LF0M10, LF0MH e LF0H (condições em que o Modelo Lognormal é aplicado quando um dos testes de normalidade falhar e ao mesmo tempo a assimetria for maior que zero). Ou seja, as diferentes metodologias de cálculo da variância do resíduo também não impactaram no primeiro momento estatístico e, novamente, os valores RMS das séries de afluência incremental são bem maiores que os valores das séries de geração eólica, conforme ilustrado na Figura 4.6.

Após os resultados anteriores indicarem que as diferentes metodologias de cálculo da variância do resíduo não impactam no primeiro momento estatístico, analisa-se agora o efeito dos diferentes modelos e critérios de aplicação.

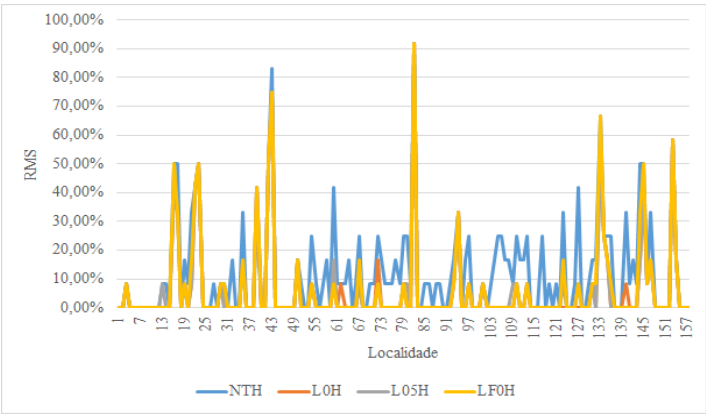
Na Figura 4.7 é ilustrado NTH, L0H, L05H e LF0H, lembrando que NTH é relativa ao Modelo Normal e as demais ao Modelo Lognormal (variando somente quando o modelo é aplicado), sendo que em todas essas condições a variância do resíduo é calculada usando o histórico de resíduos. Verifica-se que o Modelo Normal (NTH) é o que apresenta os melhores resultados, os quais estão muito próximo de zero. A Condição LF0H apresenta o segundo melhor resultado, L05H o terceiro melhor resultado e L0H caracteriza-se pelo pior resultado. Nota-se que algumas localidades apresentam valores discrepantes em comparação aos demais

em todas as condições, o que pode indicar um problema no histórico dessas localidades.

**Figura 4.6 – RMS da diferença percentual entre as médias das séries sintéticas e do histórico de cada localidade para LF0M10, LF0MH e LF0H.**



**Figura 4.7 – RMS da diferença percentual entre as médias das séries sintéticas e do histórico de cada localidade para as condições NTH, L0H, L05H e LF0H.**



Na Tabela 4.5 são apresentados os resultados do teste de média por tipo de série (geração eólica e afluência), e de todas. Os valores em negrito na coluna TODAS são referentes às condições da Figura 4.7, o que comprova o exposto anteriormente.

Analisando os resultados das séries eólicas, percebe-se que as condições que utilizam a fórmula do modelo como cálculo da variância

dos resíduos obtiveram os mesmos valores, ou seja, não houve nenhum valor negativo de variância dos resíduos. Este fato não acontece com os resultados das séries de afluência incremental.

Verifica-se também que as séries sintéticas de geração eólica obtêm resultados semelhantes entre as condições que utilizam o Modelo Normal e o Modelo Lognormal quando o critério de aplicação for um dos testes de normalidade (JB ou KS) falhar e ao mesmo tempo a assimetria for maior que zero. Tal resultado já era esperado, visto que os testes de normalidade dos resíduos históricos das séries de geração eólica mostraram que somente 8,33 % das estações não passaram no teste, logo, o Modelo Normal é aplicado na maioria das estações. Destaca-se ainda que não houve ganho de resultado na aplicação do Modelo Lognormal.

**Tabela 4.5 – RMS da diferença percentual entre as médias das séries sintéticas e do histórico por tipo de série e de todas.**

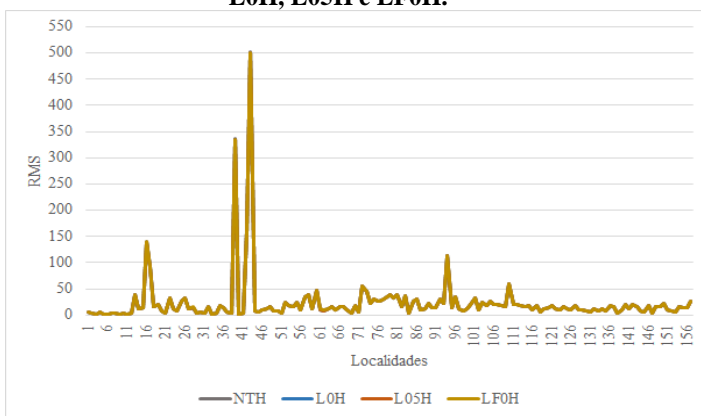
	UEOL	UHE	TODAS
<b>NTM10</b>	0,0594	0,2437	0,2348
<b>NTMH</b>	0,0594	0,2535	0,2441
<b>NTH</b>	0,0600	0,2582	<b>0,2487</b>
<b>L0M10</b>	0,3351	4,7331	4,5496
<b>L0MH</b>	0,3351	4,7306	4,5472
<b>L0H</b>	0,3350	4,7395	<b>4,5557</b>
<b>L05M10</b>	0,1211	4,1780	4,0153
<b>L05MH</b>	0,1211	4,1830	4,0201
<b>L05H</b>	0,1213	4,1981	<b>4,0346</b>
<b>LF0M10</b>	0,0657	4,0383	3,8810
<b>LF0MH</b>	0,0657	4,0454	3,8878
<b>LF0H</b>	0,0662	4,0620	<b>3,9038</b>

O próximo teste é o do desvio padrão. Nesse teste, da mesma maneira que o anterior, é calculado o RMS resultante da diferença percentual entre os desvios padrão dos cenários gerados e do histórico das séries.

Visto que no caso do teste de média a maior influência nos resultados foi por causa dos diferentes modelos e critérios, optou-se por apresentar primeiramente o resultado do teste de desvio padrão para NTH, L0H, L05H e LF0H, conforme ilustrado na Figura 4.8. Nota-se, entretanto, que para o desvio padrão, os diferentes modelos e critérios de aplicação não geram diferenças significativas nos resultados, diferentemente do que acontece com a média.

Ainda, analisando a Figura 4.8, verifica-se que algumas localidades obtiveram resultados extremamente elevados, em que o pequeno histórico utilizado, a inclusão das séries eólicas na matriz de correlação espacial ou o fato da série sintética ter 80 anos e a série histórica ter 30 anos podem ser as razões para esses altos valores. Contudo, somente uma investigação mais profunda pode de fato entender a razão; nesse sentido, essa investigação aprofundada é sugerida para trabalhos futuros.

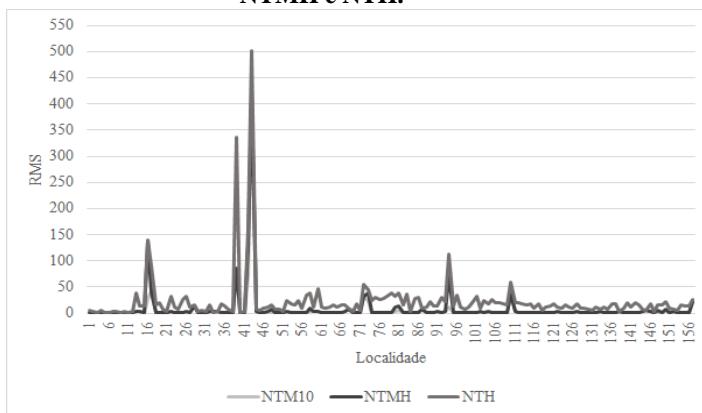
**Figura 4.8 – RMS da diferença percentual entre os desvios padrão das séries sintéticas e do histórico de cada localidade para as condições NTH, L0H, L05H e LF0H.**



Na Figura 4.9 é apresentado o RMS de cada localidade para as condições NTM10, NTMH e NTH. Distintivamente ao teste de média, as diferentes metodologias de cálculo da variância do resíduo afetaram o resultado nessas condições. Constata-se que as condições NTM10 e NTMH obtiveram resultados discretamente melhores que a condição NTH. Outra observação importante é que a Condição NTH apresentou resultados extremos muito maiores que as outras condições ilustradas na Figura 4.9. Por exemplo, o RMS da localidade 43 (referente a UHE Ponte de Pedra) é 414,92 para NTM10 e NTMH; já para a condição NTH esse valor é de 501,40. Note que essa localidade é uma daquelas que não passaram no teste de estacionariedade. Dessa forma, somente um estudo mais aprofundado, e específico, pode dizer se esse é o motivo por se obter esse valor extremamente alto. Nota-se também que para a condição NTH há uma discrepância entre os resultados das séries eólicas e das séries de

afluência, em que os resultados das séries eólicas são melhores que os resultados das séries de afluência.

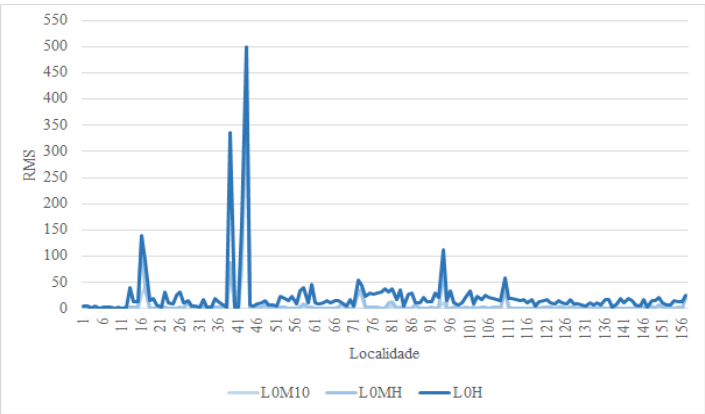
**Figura 4.9 – RMS da diferença percentual entre os desvios padrão das séries sintéticas e do histórico de cada localidade para as condições NTM10, NTMH e NTH.**



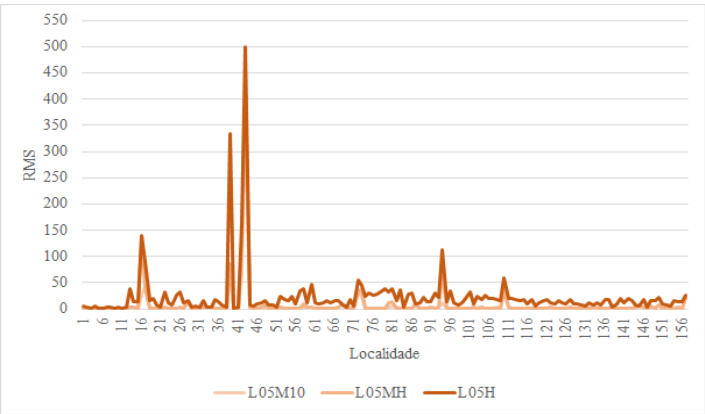
Na Figura 4.10 é apresentado o resultado do teste de desvio padrão para L0M10, L0MH e L0H, enquanto que, na Figura 4.11 os resultados referentes a L05M10, L05MH e L05H e na Figura 4.12 são apresentados os resultados para LF0M10, LF0MH e LF0H.

Percebe-se que os resultados do teste de desvio padrão com o Modelo Lognormal, são semelhantes aos apresentados na Figura 4.9, ou seja, o cálculo da variância dos resíduos por meio do Modelo resulta em melhores resultados no teste de desvio padrão.

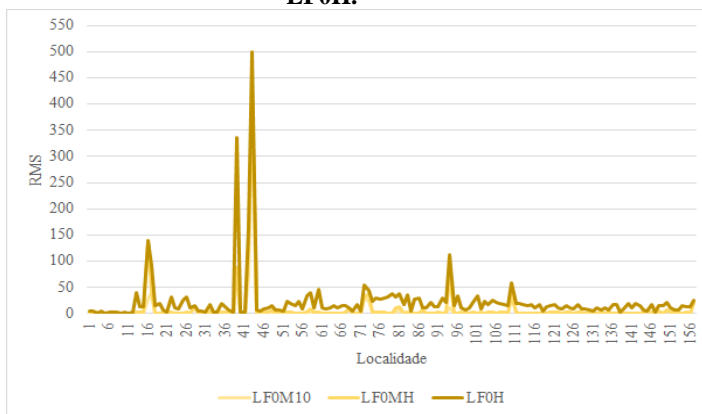
**Figura 4.10 – RMS da diferença percentual entre os desvios padrão das séries sintéticas e do histórico de cada localidade para L0M10, L0MH e L0H.**



**Figura 4.11 – RMS da diferença percentual entre os desvios padrão das séries sintéticas e do histórico de cada localidade para L05M10, L05MH e L05H.**

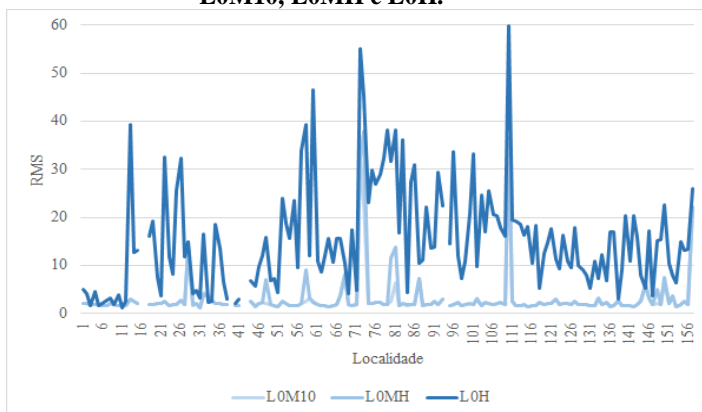


**Figura 4.12 – RMS da diferença percentual entre os desvios padrão das séries sintéticas e do histórico de cada localidade para LF0M10, LF0MH e LF0H.**



Somente para uma melhor visualização dos resultados devido a influência das diferentes maneiras de calcular a variância do resíduo optou-se por não apresentar alguns resultados extremos. Nesse sentido, a Figura 4.13 apresenta os resultados para as condições L0M10, L0MH e L0H, em que os resultados das UHE Capim Branco 1, UHE Capim Branco 2, UHE Peixe Angical, UHE Rondon II, UHE Ponte de Pedra e UHE Ibatinga não são apresentados. Percebe-se claramente que, para as condições apresentadas na Figura 4.13, as melhores condições são L0M10, L0MH e L0H, das quais a Condição L0H obteve resultados muito piores em comparação as demais condições.

**Figura 4.13 – RMS da diferença percentual entre os desvios padrão das séries sintéticas e do histórico sem algumas localidades para as condições L0M10, L0MH e L0H.**



Os valores RMS da diferença percentual entre os desvios padrão das séries sintéticas e do histórico por tipo de série (geração eólica e afluência) e de todas, são apresentados na Tabela 4.6. Conforme já exposto anteriormente, as duas maneiras de tratar a variância negativa dos resíduos não têm influência para as séries eólicas, visto que não houve valores negativos, o que é comprovado pelos resultados iguais para as condições equivalentes. Por sua vez, para as séries de afluência incremental, percebe-se claramente que a substituição por  $10^{-6}$  traz resultados melhores que usar o valor da variância do resíduo histórico e ambas as maneiras de usar a variância do resíduo por meio do Modelo resultam em melhores resultados se comparados aos resultados obtidos por meio do Histórico.

Constata-se valores altos ao analisar os resultados das UHEs, possivelmente se deve ao fato do pequeno histórico utilizado ou do impacto da inclusão da geração eólica na matriz de correlação espacial. No APÊNDICE B é apresentado alguns dos resultados do projeto ANEEL nº PD-0403-0035/2014, projeto intitulado "SPARHTACUS". Em uma das análises do projeto foi utilizado o mesmo *software* desenvolvido neste trabalho, porém, para a geração de séries sintéticas de afluência incremental. Nesta análise, o histórico utilizado de afluência incremental foi de 83 anos e, como pode ser analisado, os resultados foram consideravelmente melhores para as UHEs se comparados com os resultados da Tabela 4.6. Nesse sentido, um estudo futuro do impacto da



geração eólica na matriz de correlação espacial e do impacto do tamanho do histórico é desejável.

**Tabela 4.6 – RMS da diferença percentual entre os desvios padrão das séries sintéticas e do histórico por tipo de série e de todas.**

	<b>UEOL</b>	<b>UHE</b>	<b>TODAS</b>
<b>NTM10</b>	1,8462	36,4067	34,9915
<b>NTMH</b>	1,8462	39,6667	38,1240
<b>NTH</b>	3,1139	57,8132	55,5665
<b>L0M10</b>	1,8511	36,2499	34,8407
<b>L0MH</b>	1,8511	39,5965	38,0566
<b>L0H</b>	3,1109	57,6362	55,3964
<b>L05M10</b>	1,8492	36,2578	34,8484
<b>L05MH</b>	1,8492	39,6039	38,0637
<b>L05H</b>	3,1120	57,6379	55,3981
<b>LF0M10</b>	1,8458	36,3782	34,9641
<b>LF0MH</b>	1,8458	39,6338	38,0925
<b>LF0H</b>	3,1134	57,6744	55,4332

Em seguida, são apresentados e analisados os resultados do teste de KS. Nesse teste é avaliado se as distribuições de probabilidade das séries sintéticas e do histórico pertencem a uma mesma distribuição de probabilidade.

Os resultados são completamente diferentes para as séries eólicas e para as séries de afluência incremental, conforme pode ser analisado na Tabela 4.7. Com relação ao resultado das séries eólicas, somente a estação de junho de Caitité – BA não passou no teste. Por outro lado, com relação as séries das UHEs, nota-se que a metodologia de cálculo da variância dos resíduos pelo histórico obteve resultados melhores que as outras duas metodologias de cálculo, com exceção das condições com o Modelo Normal. Ademais, o melhor resultado foi obtido para a condição L0H. A seguir, para um melhor detalhamento, serão apresentados os resultados do teste de KS das séries de afluência incremental em forma de histograma com as percentagens das estações que não passaram no teste de KS de cada localidade.

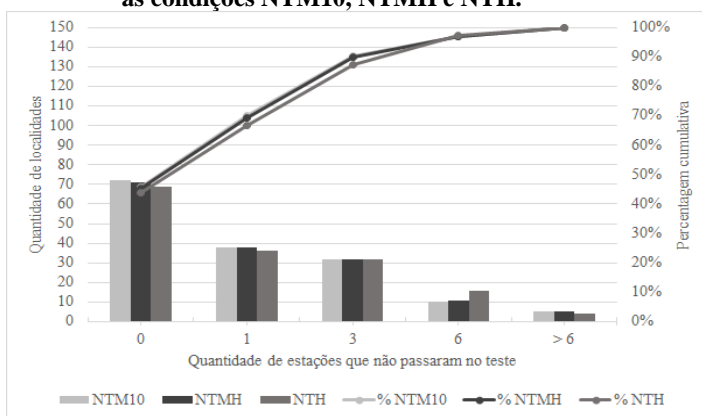
**Tabela 4.7 – Percentagem de estações que não passaram no teste de KS.**

	<b>UEOL</b>	<b>UHE</b>	<b>TODAS</b>
<b>NTM10</b>	0,69%	12,18%	11,31%
<b>NTMH</b>	0,69%	12,47%	11,57%
<b>NTH</b>	0,69%	13,10%	12,15%
<b>L0M10</b>	0,69%	8,62%	8,01%
<b>L0MH</b>	0,69%	8,91%	8,28%
<b>L0H</b>	0,69%	6,15%	5,73%
<b>L05M10</b>	0,69%	8,33%	7,75%
<b>L05MH</b>	0,69%	8,79%	8,17%
<b>L05H</b>	0,69%	6,26%	5,84%
<b>LF0M10</b>	0,69%	8,62%	8,01%
<b>LF0MH</b>	0,69%	9,08%	8,44%
<b>LF0H</b>	0,69%	6,72%	6,26%

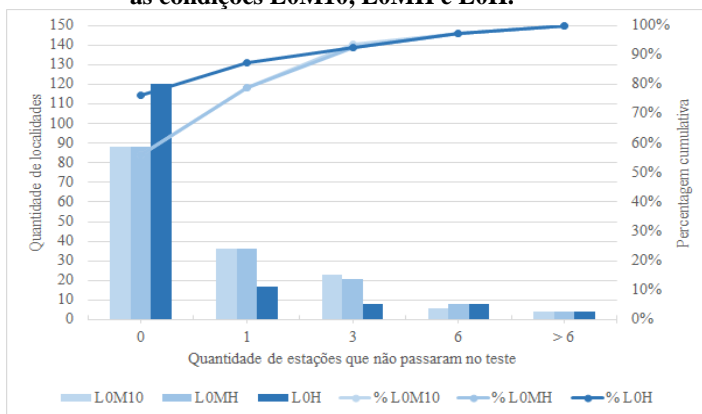
Na Figura 4.14 é apresentado o histograma do teste de KS das séries de afluência incremental para as condições NTM10, NTMH e NTH. As colunas representam a quantidade de localidades que não passaram no teste de acordo com a quantidade de estações. Por exemplo, para a condição NTM10, 72 localidades tiveram todas as suas estações aprovadas no teste de KS, o que representa aproximadamente 46 % do total de localidades. Nesse sentido, percebe-se que para as três condições, aproximadamente, 90 % das localidades tiveram no máximo 3 estações rejeitadas. Ainda, as condições NTM10 e NTMH, 5 localidades obtiveram mais do que 6 estações rejeitadas no teste de KS, enquanto que a condição NTH apenas 4 localidades obtiveram mais do que 6 estações rejeitadas.

O histograma do teste de KS das séries de afluência incremental para as condições L0M10, L0MH e L0H é apresentado na Figura 4.15. Desta forma, constata-se que a condição L0H obteve 120 localidades que tiveram todas as suas estações aprovadas no teste de KS, totalizando aproximadamente 76 % das localidades, enquanto as condições L0M10 e L0MH obtiveram apenas 88 localidades em que todas as suas estações passaram no teste, totalizando 56 % das localidades. Também se nota que nas três condições somente 4 localidades obtiveram mais de 6 estações rejeitadas no teste de KS.

**Figura 4.14 – Histograma das percentagens das estações que não passaram no teste de KS de cada localidade das séries de afluência incremental para as condições NTM10, NTMH e NTH.**

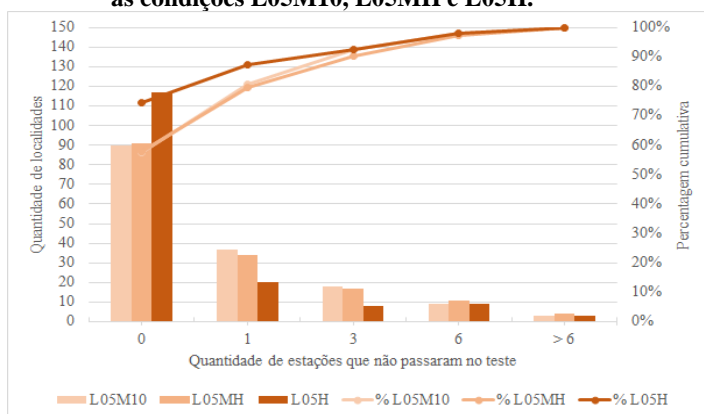


**Figura 4.15 – Histograma das percentagens das estações que não passaram no teste de KS de cada localidade das séries de afluência incremental para as condições L0M10, L0MH e L0H.**



Para as condições L05M10, L05MH e L05H, expostas na Figura 4.16, verifica-se que a condição L05H obteve 117 localidades em que todas as suas estações foram aprovadas no teste de KS, totalizando aproximadamente 75 % das localidades. Ainda, para as condições L05M10 e L05H, somente 3 localidades obtiveram mais de 6 estações rejeitadas no teste de KS, enquanto que a condição L05MH obteve 4 localidades em que mais de 6 estações foram reprovadas no teste de KS.

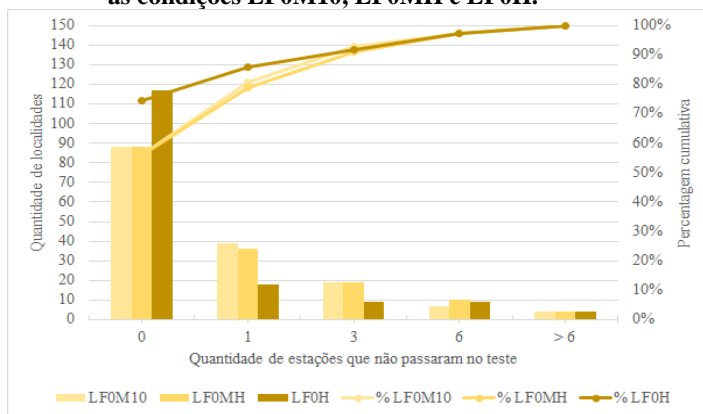
**Figura 4.16 – Histograma das percentagens das estações que não passaram no teste de KS de cada localidade das séries de afluência incremental para as condições L05M10, L05MH e L05H.**



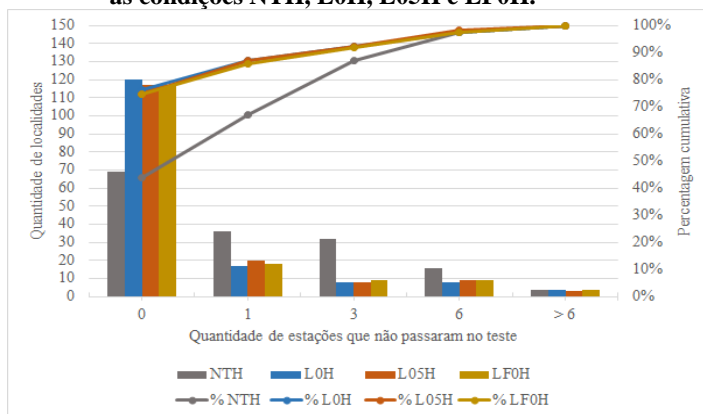
Já as condições LF0M10, LF0MH e LF0H são ilustradas na Figura 4.17. Para a condição LF0H, 117 localidades obtiveram todas as estações aprovadas, totalizando aproximadamente 75 % das localidades, enquanto para a condição LFM10 e LFMH, 88 localidades obtiveram todas as estações aprovadas, totalizando aproximadamente 56 % das localidades. Ainda, verifica-se que nas três condições somente 4 localidades tiveram mais de 6 estações rejeitadas no teste de KS.

Por fim, na Figura 4.18 é ilustrado o resultado do teste de KS para as séries de afluências incrementais para as condições NTH, L0H, L05H e LF0H. Constata-se uma grande diferença no resultado entre a condição que utiliza o Modelo Normal e as demais condições que utilizam o Modelo Lognormal; entretanto, a diferença entre as condições que utilizam o Modelo Lognormal é pequena. Dessa maneira, mostra-se que a diferença no cálculo da variância do resíduo traz um pequeno impacto nos resultados do teste de KS, sendo que para as condições com o Modelo Lognormal os melhores resultados são obtidos com o Histórico, contrariamente, para as condições com o Modelo Normal o pior resultado é com o Histórico.

**Figura 4.17 – Histograma das percentagens das estações que não passaram no teste de KS de cada localidade das séries de afluência incremental para as condições LF0M10, LF0MH e LF0H.**



**Figura 4.18 – Histograma das percentagens das estações que não passaram no teste de KS de cada localidade das séries de afluência incremental para as condições NTH, L0H, L05H e LF0H.**

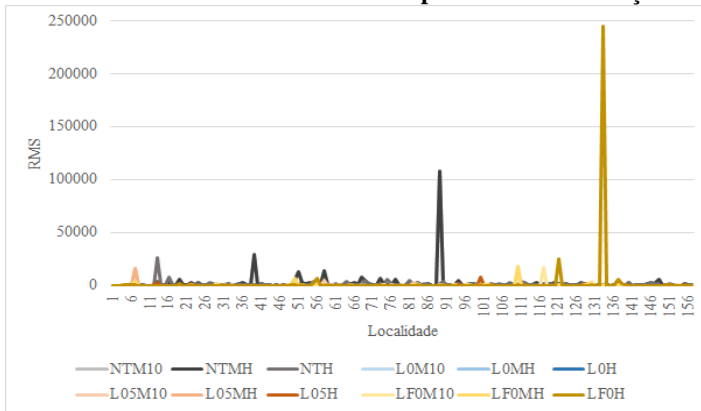


Dando continuidade, são apresentados os resultados do teste de assimetria. Nesse teste, da mesma maneira que o teste de média e de desvio padrão, é calculado o RMS resultante da diferença percentual entre a assimetria dos cenários gerados e do histórico das séries.

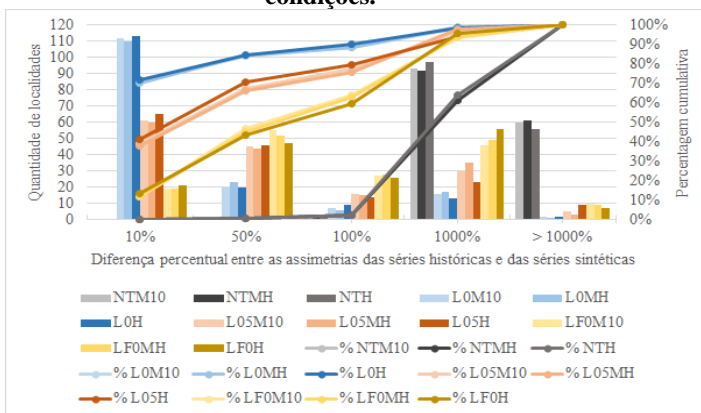
Nesse sentido, na Figura 4.19 são apresentados os resultados do teste de assimetria para todas as condições. Percebe-se que algumas localidades obtiveram resultados extremamente elevados. Por

consequente, optou-se por apresentar os resultados em forma de histograma, conforme ilustrado na Figura 4.20.

**Figura 4.19 – RMS da diferença percentual entre a assimetria das séries sintéticas e do histórico de cada localidade para todas as condições.**



**Figura 4.20 – Histograma do resultado do teste de assimetria de todas as condições.**



De acordo com os resultados apresentados na Figura 4.20, percebe-se que o Modelo Lognormal apresenta resultados melhores no teste de assimetria em relação ao Modelo Normal. Nota-se que as condições NTM10, NTMH e NTH, resultam em erros grandes em uma grande percentagem de estações. Ainda, percebe-se uma diferença de desempenho entre as condições que utilizam o Modelo Lognormal; nesse sentido, percebe-se claramente que as condições LOM10, LOMH e L0H

obtiveram melhores resultados, em seguida as condições L05M10, L05MH e L05H, e com os piores resultados as condições LF0M10, LF0MH e LF0H.

Verifica-se ainda que as diferentes metodologias de cálculo da variância dos resíduos não geram grandes impactos no teste de assimetria, visto o agrupamento das linhas que representam a percentagem acumulada das condições que utilizam o mesmo critério de aplicação.

Já na Tabela 4.8 são apresentados os resultados do teste de assimetria para cada condição e tipo de série sintética. Note que, conforme exposto anteriormente, as condições L0M10, L0MH e L0H, obtiveram os melhores resultados. Ainda, percebe-se que para as séries de geração eólica a metodologia de cálculo da variância dos resíduos por meio do histórico sempre ocasiona em melhores resultados para o mesmo critério de aplicação do modelo.

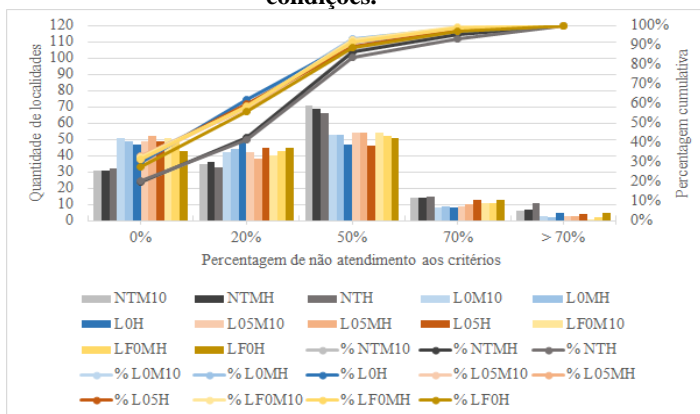
**Tabela 4.8 – RMS da diferença percentual entre as assimetrias das séries sintéticas e do histórico por tipo de série e de todas.**

	<b>UEOL</b>	<b>UHE</b>	<b>TODAS</b>
<b>NTM10</b>	1059,10	9538,62	9171,52
<b>NTMH</b>	1059,10	9633,43	9262,59
<b>NTH</b>	430,17	2694,26	2591,98
<b>L0M10</b>	533,38	144,67	202,67
<b>L0MH</b>	533,38	126,52	191,12
<b>L0H</b>	313,54	204,35	214,67
<b>L05M10</b>	4615,42	510,91	1367,21
<b>L05MH</b>	4615,42	268,80	1301,89
<b>L05H</b>	475,36	765,25	747,07
<b>LF0M10</b>	1069,49	1748,21	1705,89
<b>LF0MH</b>	1069,49	1678,99	1640,41
<b>LF0H</b>	391,24	20485,68	19687,52

Seguindo com os demais testes, a seguir são apresentados os resultados do teste de sequência. Primeiramente, apresenta-se como resultado o histograma com a percentagem de critérios não atendidos, em que os critérios são comprimento da sequência positiva e negativa, soma da sequência positiva e negativa, e intensidade da sequência positiva e negativa, conforme Figura 4.21.

Nesse sentido, percebe-se que as condições que utilizam o Modelo Normal apresentam resultados inferiores às demais condições e que as condições L0M10, L0MH e L0H, apresentam resultados discretamente melhores que as demais condições que utilizam o Modelo Lognormal.

**Figura 4.21 – Histograma do resultado do teste de sequência de todas as condições.**

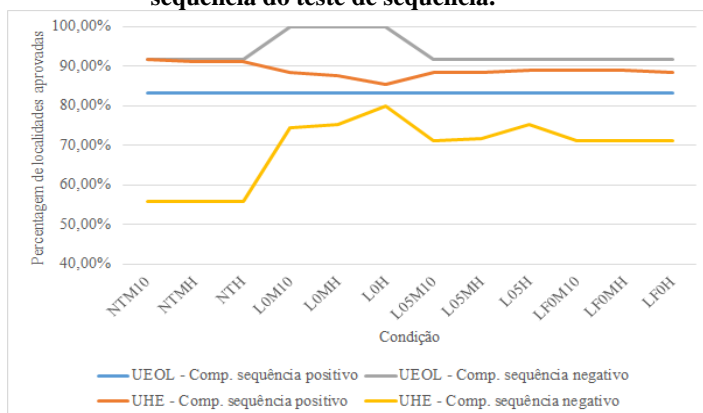


Em seguida, são apresentadas a percentagem de atendimento para cada tipo de critério. Primeiramente, apresentam-se os resultados do critério comprimento de sequência, ilustrado na Figura 4.22. Nota-se que para as UEOLs o comprimento de sequência positiva obteve o mesmo resultado para todas as condições, enquanto que para o comprimento de sequência negativa as melhores condições são L0M10, L0MH e L0H, ou seja, quando é utilizado o Modelo Lognormal aplicado com assimetria dos resíduos históricos maior que zero. Em relação aos resultados das séries de afluência incremental, verifica-se que todas as condições obtiveram bons resultados para o comprimento de sequência positiva em que as condições NTM10, NTMH e NTH obtiveram os melhores resultados. Entretanto, os resultados para o comprimento de sequência negativa não foram tão bons, se comparados com os resultados das UEOLs, a condição L0H obteve o melhor resultado.

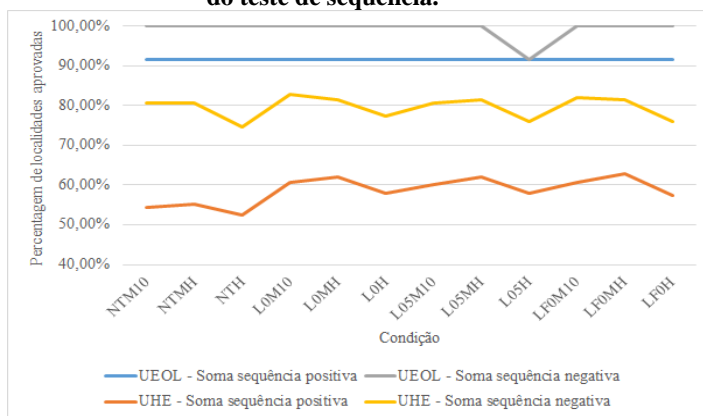
Na Figura 4.23 são ilustrados os resultados do critério soma da sequência. Percebe-se que os resultados das UEOLs são melhores que os resultados das UHEs. Com exceção da condição L05H, todas as demais condições obtiveram os mesmos resultados, se comparados as demais condições de mesmo critério, para as séries sintéticas de geração eólica, tanto para sequência positiva como para sequência negativa. Contudo, o mesmo não aconteceu com os resultados das séries de afluência incremental, dos quais a condição LF0MH obteve o melhor resultado para a soma da sequência positiva e a condição L0M10 obteve o melhor resultado para o critério soma da sequência negativa.



**Figura 4.22 – Percentagem de atendimento ao critério comprimento de sequência do teste de sequência.**



**Figura 4.23 – Percentagem de atendimento ao critério soma de sequência do teste de sequência.**

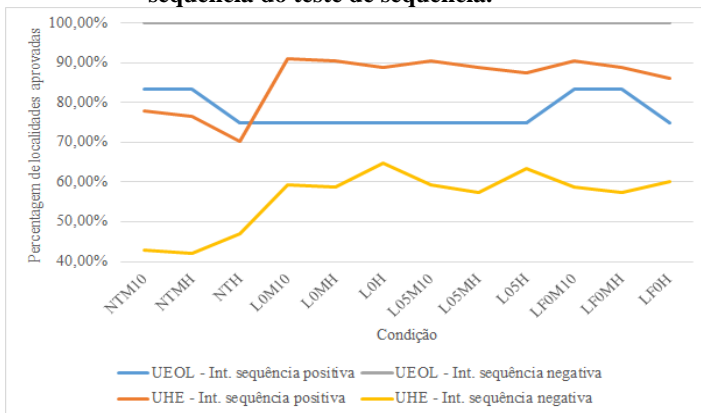


Finalizando as análises dos testes de sequência, são ilustrados na Figura 4.24 os resultados do critério intensidade da sequência. Nota-se que para o critério intensidade da sequência positiva, das séries de geração eólica, as condições NTM10, NTMH, LF0M10 e LF0MH obtiveram os melhores resultados, enquanto que para o critério intensidade da sequência negativa todas as condições obtiveram os mesmos resultados. Para as séries de afluência incremental, o melhor resultado para o critério intensidade da sequência positiva foi obtido com a condição LOM10, já

para o critério intensidade da sequência negativa a melhor condição foi a LOH.

Nota-se que, em geral, os resultados dos testes de sequência das séries de geração eólica obtiveram melhores resultados que os resultados das séries de afluência incremental.

**Figura 4.24 – Percentagem de atendimento ao critério intensidade de sequência do teste de sequência.**

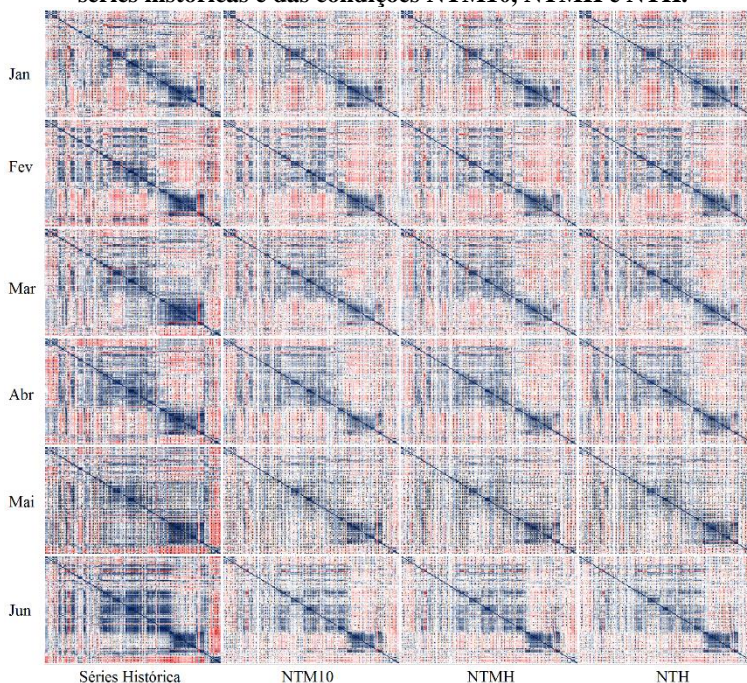


Dando continuidade são apresentados os resultados de correlação espacial, em que é calculada uma matriz de coeficientes correlacionados para cada estação por meio da Equação (3.11), porém ao invés de calcular a correlação entre uma estação e o *lag*, são calculados usando as séries históricas e as séries sintéticas geradas entre diferentes localidades. Nesse sentido, é gerado uma matriz com valores que variam de -1 a 1; em que o valor -1 representa uma correlação espacial inversa (ou negativa) e o valor 1 representa uma correlação espacial positiva. Em seguida, cada valor é convertido em uma cor, em que o valor 0 é o branco, os positivos um gradiente de cor em azul e os negativos um gradiente de cor em vermelho. Logo, um valor vermelho indica uma correlação inversa e um valor azul indica uma correlação positiva; quanto mais escuro, mais próximo de 1 ou de -1. Nesse sentido, para cada condição se tem doze matrizes de correlação espacial, uma para cada mês.

Na Figura 4.25 são ilustradas as matrizes de correlação espacial dos seis primeiros meses das séries históricas e das condições NTM10, NTMH e NTH. Os doze primeiros elementos são referentes as séries eólicas (quadrilátero azul no canto superior esquerdo) e os demais as afluências incrementais. Nota-se que não há uma grande diferença entre

as condições, ou seja, nos primeiros seis meses não há uma grande influência das diferentes metodologias de cálculo da variância dos resíduos para esse critério de aplicação. Ainda, percebe-se que a correlação espacial obtida nas condições é similar ao histórico nos quatro primeiros meses, entretanto, os dois últimos meses apresentam uma diferença maior em relação a correlação espacial histórica.

**Figura 4.25 – Matrizes de correlação espacial dos seis primeiros meses das séries históricas e das condições NTM10, NTMH e NTH.**

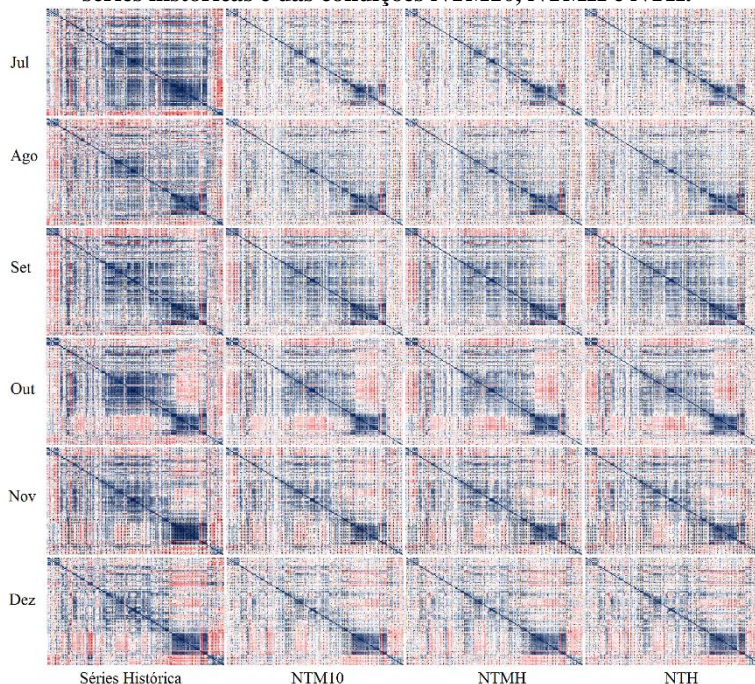


As matrizes de correlação espacial dos últimos seis meses das séries históricas e das condições NTM10, NTMH e NTH são apresentadas na Figura 4.26. Novamente, não é percebido uma influência do cálculo da variância dos resíduos nos resultados; e, outra vez, alguns meses obtiveram resultados melhores, como é o caso de setembro, outubro e novembro.

Ainda, nota-se que existe uma correlação espacial inversa entre as séries eólicas e algumas séries de afluência incremental em praticamente todos os meses do ano, Figura 4.25 e Figura 4.26. A complementariedade é importante por diversas razões, cita-se, por exemplo, quando do período

seco, a geração eólica pode fornecer mais energia e, dessa forma, economiza-se os recursos hídricos das UHEs e diminui-se o preço da energia elétrica no futuro devido a redução do uso de fontes termelétricas ou nucleares. Ainda, aumenta-se a segurança do fornecimento de energia elétrica durante o período seco.

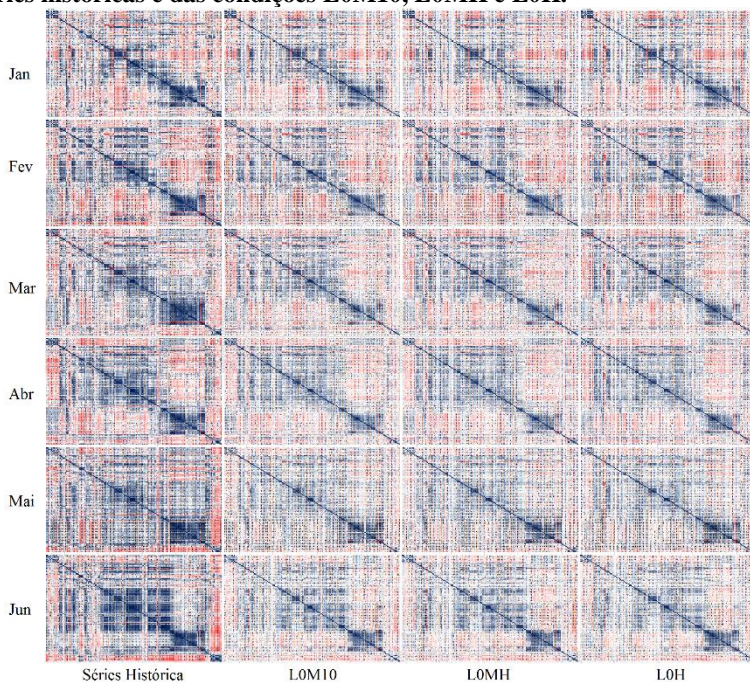
**Figura 4.26 – Matrizes de correlação espacial dos seis últimos meses das séries históricas e das condições NTM10, NTMH e NTH.**



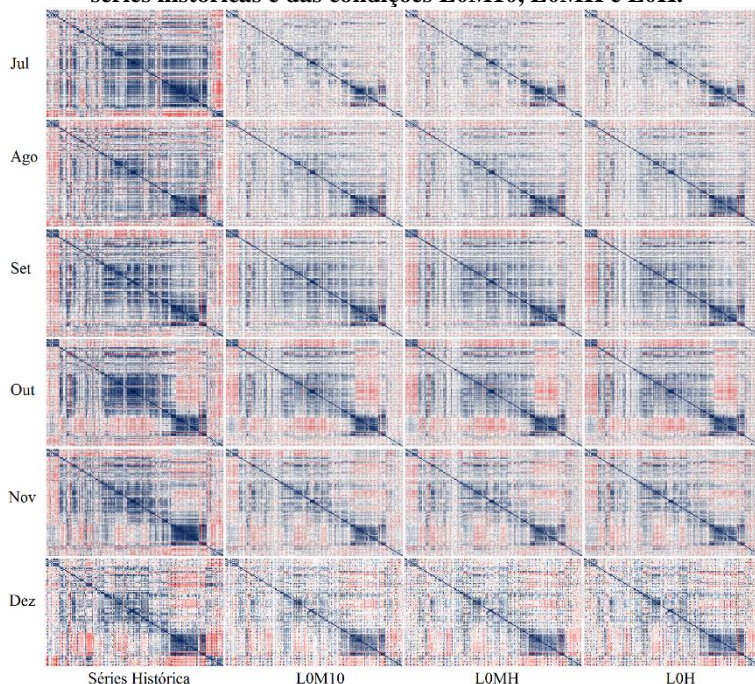
Continuando, os resultados dos seis primeiros meses das condições LOM10, LOMH e LOH, estão expostos na Figura 4.27. Constate-se que os resultados são similares aos da Figura 4.25, ou seja, não houve impacto dos diferentes métodos de cálculo da variância dos resíduos e os primeiros meses obtiveram os melhores resultados, a saber, janeiro, fevereiro, março e abril. Já na Figura 4.28, são apresentados os resultados dos últimos seis meses, em que os resultados são similares ao exposto até o momento. Ainda, pode-se inferir que os melhores resultados foram obtidos nos meses de setembro, outubro e novembro; e que a complementariedade hidroelétrica é bem reproduzida em todas as condições.



**Figura 4.27 – Matrizes de correlação espacial dos seis primeiros meses das séries históricas e das condições L0M10, L0MH e L0H.**



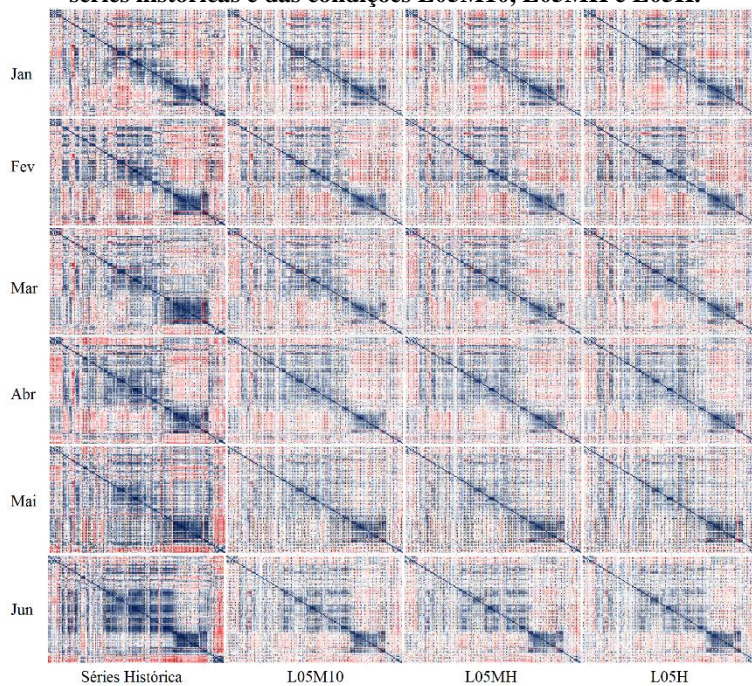
**Figura 4.28 – Matrizes de correlação espacial dos seis últimos meses das séries históricas e das condições L0M10, L0MH e L0H.**



Seguindo com os resultados, na Figura 4.29 são apresentados os resultados de L05M10, L05MH e L05H referente aos primeiros seis meses e na Figura 4.30 os resultados referentes aos seis últimos meses. Mais uma vez não se percebe a diferença de resultados entre as diferentes metodologias de cálculo da variância do resíduo e, ademais, de maio a agosto, incluindo dezembro, são obtidos os piores resultados.

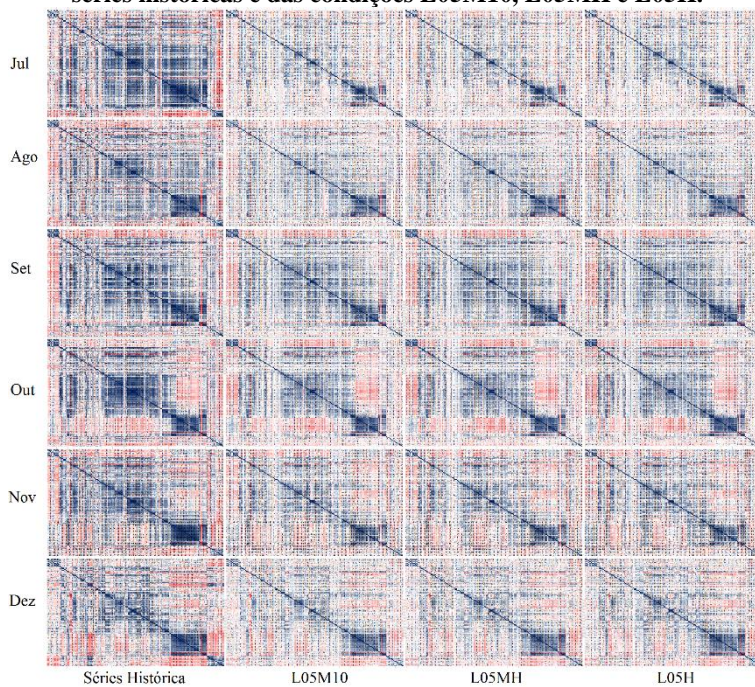
Na Figura 4.31 são ilustrados os resultados dos seis primeiros meses das condições LF0M10, LF0MH e LF0H e na Figura 4.32 é ilustrado os demais meses. Outra vez, não se percebe a diferença de resultados entre as diferentes metodologias de cálculo da variância do resíduo e os meses de maio a agosto, incluindo dezembro, apresentam os piores resultados.

**Figura 4.29 – Matrizes de correlação espacial dos seis primeiros meses das séries históricas e das condições L05M10, L05MH e L05H.**



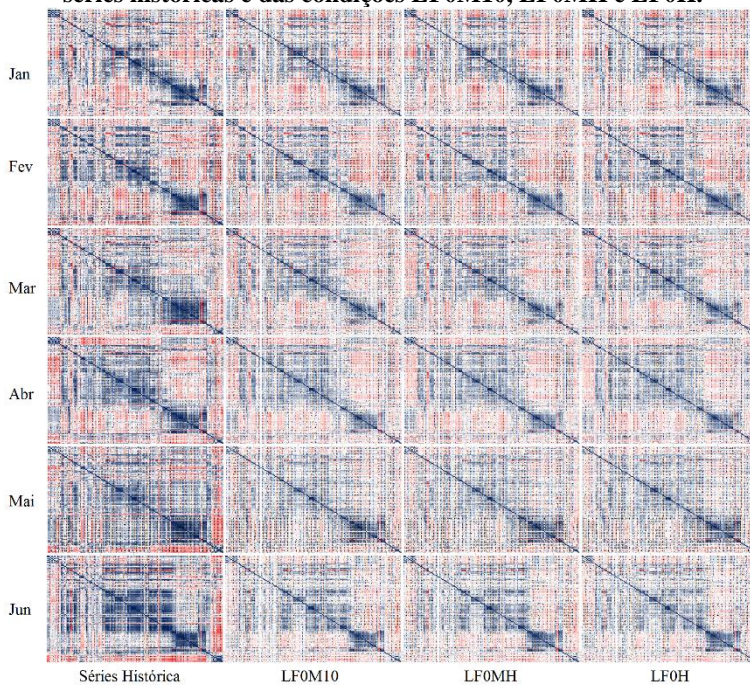


**Figura 4.30 – Matrizes de correlação espacial dos seis últimos meses das séries históricas e das condições L05M10, L05MH e L05H.**

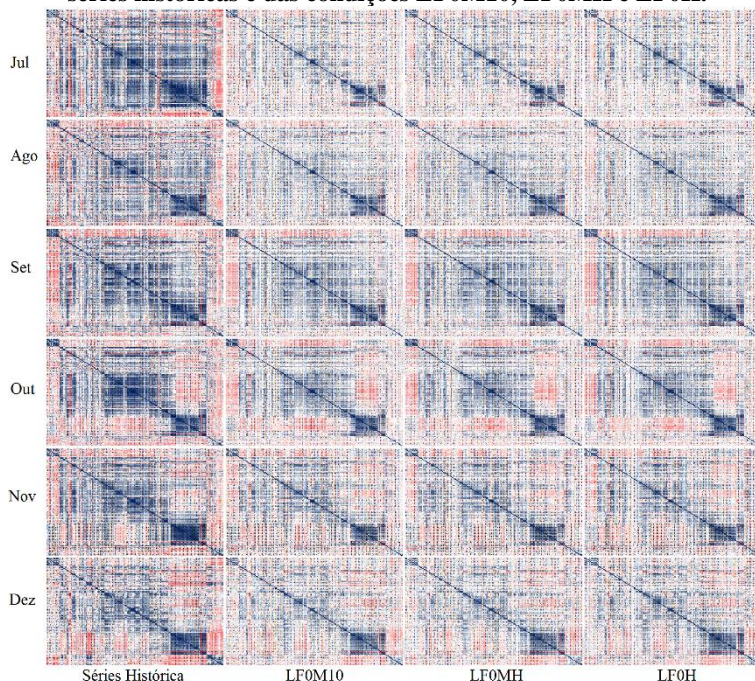




**Figura 4.31 – Matrizes de correlação espacial dos seis primeiros meses das séries históricas e das condições LF0M10, LF0MH e LF0H.**



**Figura 4.32 – Matrizes de correlação espacial dos seis últimos meses das séries históricas e das condições LF0M10, LF0MH e LF0H.**



Os resultados apresentados da Figura 4.25 a Figura 4.32 são de difícil compreensão e visualização. Pôde-se perceber que uma qualificação dos resultados se torna difícil. Dessa maneira, optou-se por calcular a norma 2 das matrizes<sup>16</sup> e tentar obter uma maneira de avaliar a correlação espacial.

Nesse sentido, os resultados são apresentados na Tabela 4.9 e Tabela 4.10. Constata-se que os resultados são similares entre as diferentes condições, sendo que os piores resultados são percebidos nos meses de abril a outubro; o que suporta os resultados apresentados anteriormente.

<sup>16</sup> Suponha uma matriz qualquer  $A$ , a norma 2 dessa matriz  $A$  é a raiz quadrada do autovalor dominante da multiplicação da matriz transposta de  $A$  pela matriz  $A$ .

**Tabela 4.9 - Norma 2 das matrizes de correlação espacial das séries históricas e das séries sintéticas das condições NTM10, NTMH, NTH, L0M10, L0MH e L0H.**

	Hist	NTM10	NTMH	NTH	L0M10	L0MH	L0H
<b>Jan</b>	31,81	31,56	31,47	31,62	30,350	30,26	30,48
<b>Fev</b>	42,73	33,06	32,95	32,86	32,348	32,23	32,22
<b>Mar</b>	35,34	30,25	30,13	29,74	29,434	29,33	28,83
<b>Abr</b>	41,01	30,53	30,41	30,01	29,387	29,27	28,75
<b>Mai</b>	45,86	25,14	25,07	23,89	23,635	23,56	22,22
<b>Jun</b>	54,06	29,46	29,40	26,30	27,228	27,18	23,86
<b>Jul</b>	55,93	19,10	19,07	18,08	19,088	19,07	18,03
<b>Ago</b>	43,46	26,96	26,90	26,15	25,917	25,86	25,13
<b>Set</b>	49,44	37,44	37,42	36,75	36,210	36,20	35,33
<b>Out</b>	46,20	32,60	32,59	32,03	33,077	33,06	32,57
<b>Nov</b>	39,39	26,57	26,54	26,50	25,171	25,12	25,01
<b>Dez</b>	34,15	26,37	26,73	27,57	24,903	25,30	26,14

**Nota:** Hist = valor da norma 2 das séries histórica.

**Tabela 4.10 - Norma 2 das matrizes de correlação espacial das séries históricas e das séries sintéticas das condições L05M10, L05MH, L05H, LF0M10, LF0MH e LF0H.**

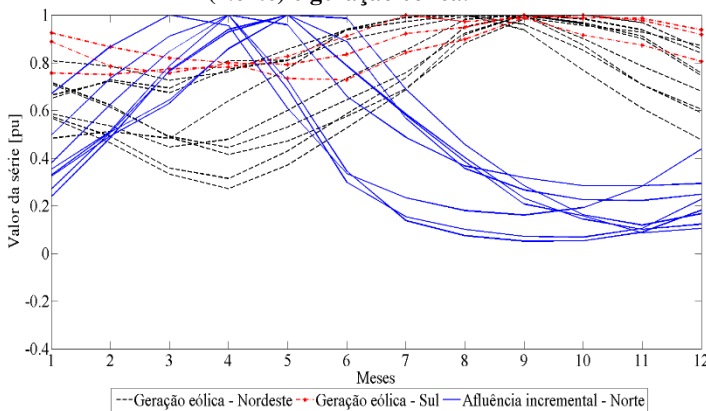
	Hist	L05M10	L05MH	L05H	LF0M10	LF0MH	LF0H
<b>Jan</b>	31,81	30,32	30,23	30,45	30,31	30,22	30,44
<b>Fev</b>	42,73	32,28	32,16	32,16	32,18	32,06	32,04
<b>Mar</b>	35,34	29,39	29,30	28,78	29,46	29,36	28,85
<b>Abr</b>	41,01	29,35	29,23	28,71	29,31	29,20	28,68
<b>Mai</b>	45,86	23,63	23,56	22,21	23,77	23,70	22,34
<b>Jun</b>	54,06	27,23	27,19	23,88	27,21	27,16	23,79
<b>Jul</b>	55,93	19,05	19,04	17,99	19,04	19,02	17,96
<b>Ago</b>	43,46	25,93	25,88	25,15	26,03	25,98	25,26
<b>Set</b>	49,44	36,22	36,21	35,35	36,28	36,26	35,41
<b>Out</b>	46,20	32,99	32,97	32,48	32,89	32,87	32,34
<b>Nov</b>	39,39	25,18	25,13	25,03	25,19	25,15	25,03
<b>Dez</b>	34,15	24,91	25,30	26,18	24,87	25,27	26,17

**Nota:** Hist = valor da norma 2 das séries histórica.

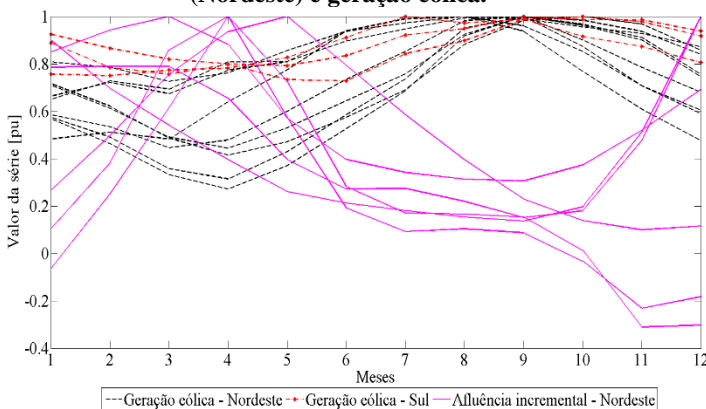
Por fim, apresentam-se os resultados do estudo de complementariedade hidro-eólica. Na Figura 4.33 é ilustrado a média das séries mensais históricas de cada localidade de afluência incremental da região Norte e das séries de geração eólica. Nota-se que as séries possuem uma correlação inversa durante alguns meses do ano, ou seja, as séries de

afluência incremental da região Norte são complementares as séries de geração eólica. Nesse sentido, um empreendedor que tenha UHEs no Norte e UEOLs pode garantir um fornecimento maior de energia ao longo de todo o ano e, caso esse esteja no mercado livre de energia, pode minimizar os riscos de perda. Verifica-se também que as séries eólicas da região Sul apresentam uma variância menor ao longo do ano em comparação com as séries eólicas da região Nordeste.

**Figura 4.33 – Média das séries mensais histórica de afluência incremental (Norte) e geração eólica.**



**Figura 4.34 – Média das séries mensais histórica de afluência incremental (Nordeste) e geração eólica.**



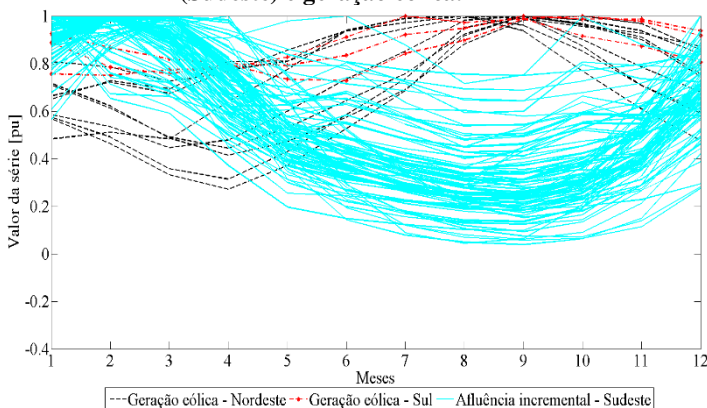
Já na Figura 4.34 é apresentado a média das séries mensais histórica de cada localidade de afluência incremental da região Nordeste

e das séries de geração eólica. Também é possível notar uma certa complementariedade entre as séries históricas de geração eólica e de afluência incremental da região Nordeste, porém não é tão definida como a região Norte.

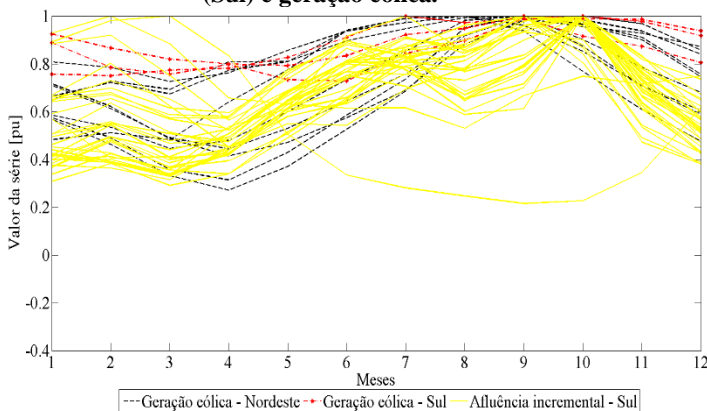
A correlação inversa entre as séries de afluência incremental e geração eólica também ocorre com as séries de afluência da região Sudeste, conforme ilustrado na Figura 4.35. Neste caso, nota-se claramente uma complementariedade entre as séries.

Porém, o mesmo não acontece com as séries de afluência incremental da região Sul, Figura 4.36, onde nota-se que as séries possuem uma correlação direta, ou seja, não são complementares.

**Figura 4.35 – Média das séries mensais histórica de afluência incremental (Sudeste) e geração eólica.**



**Figura 4.36 – Média das séries mensais histórica de afluência incremental (Sul) e geração eólica.**



## 4.5 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentados os resultados da utilização do modelo PAR para a geração de séries de geração eólica e de afluência incremental.

Inicialmente foi apresentado o sistema hidroeólico utilizado nas análises, assim como os dados utilizados nos estudos. Posteriormente, foram apresentados em detalhes as configurações das condições em estudo.

Em seguida, avaliou-se a estacionariedade das séries históricas por meio do teste ADF de estacionariedade. Verificou-se que três UHEs não passaram no teste com o histórico utilizado na geração de séries sintéticas, sendo que somente uma não passa com o histórico fornecido pelo Deck de informações do NEWAVE.

Com respeito aos testes de normalidade dos resíduos e ruídos históricos das séries, verificou-se que em todas as condições os históricos de ruído de todas as séries passaram em ambos os testes de normalidade. Por sua vez, para o histórico de resíduos, 8,33 % das estações eólicas e 55,46 % das estações de afluência incremental não passaram em pelo menos um dos testes de normalidade.

Adiante, analisou-se a geração de séries sintéticas hidroeólicas utilizando o modelo PAR com diferentes metodologias. Tais metodologias foram avaliadas por meio de diversos testes, a saber: teste de média, teste de desvio padrão, teste de Kolmogorov-Smirnov, teste de assimetria e teste de sequência. Também, avaliou-se a correlação espacial

entre as séries históricas e as séries sintéticas e a complementariedade hidroeólica. No próximo capítulo será apresentado uma análise sobre esses resultados.





## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Dentre as etapas do planejamento da operação energética do SIN, este trabalho está inserido na etapa de médio prazo em que foi avaliado a utilização do modelo PAR para a geração de séries sintéticas hidroelétricas. Espera-se que este trabalho possa subsidiar estudos para a inclusão da geração eólica, de uma maneira estocástica, no problema do PMPO do SIN.

Nesse contexto, o Capítulo 2 apresenta uma visão geral sucinta sobre os mais diversos assuntos ligados com a geração eólica, os quais subsidiaram a compreensão de como é transformado o histórico de vento em geração eólica, bem como a escolha dos modelos de aerogeradores, utilizados no Capítulo 4. Também se mostrou a importância da localidade e distribuição espacial dos aerogeradores, cálculo da potência disponível no vento, potência máxima extraível do vento (lei de Betz), principais tipos e componentes de um aerogerador, assim como a importância da geração eólica no cenário nacional e internacional.

Já no Capítulo 3 apresenta o modelo PAR, destacando que é o modelo atualmente utilizado no problema de planejamento energético da operação do SIN. Mostra-se no Capítulo 4, por meio de exemplos, noções básicas de estatística e demais formulações do modelo PAR, facilitando a compreensão sobre a metodologia utilizada para a geração de séries sintéticas hidroelétricas. Ademais, apresentou-se os testes de especificação e geração utilizados nas análises das séries sintéticas geradas.

E o Capítulo 4 apresenta o objetivo principal desse trabalho que consiste em analisar, de forma comparativa, a geração de séries sintéticas utilizando o modelo PAR, alterando os critérios de aplicação de cada modelo (Modelo Normal e Modelo Lognormal) e utilizando diferentes metodologias de cálculo da variância dos resíduos histórico (via Modelo ou Histórico). Essas análises mostraram que não existe um modelo que se sobressaia em todos os testes. Dessa maneira, ao escolher qual modelo utilizar, deve-se optar por quais testes tem um peso maior, ou seja, deve-se privilegiar um ou mais momentos estatísticos e/ou outro tipo de teste (e.g. teste de sequência ou KS), a fim de cumprir com os requisitos solicitados. Também foram apresentadas as análises da correlação espacial e a avaliação da complementariedade hidroelétrica.

Em síntese, somente com relação aos testes da geração de séries sintéticas, o teste de média indicou que as diferentes metodologias de cálculo da variância dos resíduos não afetam os resultados do primeiro momento estatístico das séries sintéticas geradas; também se constatou que a maior influência na média se deve ao modelo utilizado, em que para

as condições analisadas, o Modelo Normal apresentou resultados melhores que o Modelo Lognormal. A condição NTM10 apresentou os melhores resultados para o teste de média, caso seja considerado somente os resultados das condições que utilizam o Modelo Lognormal a condição LFOM10 apresenta os melhores resultados.

Contrariamente ao teste de média, o teste do desvio padrão observou-se que o maior impacto nesse teste se deve ao fato da metodologia utilizada para o cálculo da variância dos resíduos histórico. De acordo com os resultados, mostrou-se que a metodologia Modelo obteve melhores resultados no teste de desvio padrão que a metodologia Histórico para o cálculo da variância dos resíduos. Notou-se também que as séries de afluência incremental obtiveram resultados altos para o teste de desvio padrão e os possíveis motivos se devem ao fato do pequeno histórico utilizado ou do impacto da inclusão da geração eólica na matriz de correlação espacial, porém, somente um estudo mais aprofundado para identificar a razão desses resultados. O melhor resultado nesse teste foi obtido com a condição LOM10.

No teste de Kolmogorov-Smirnov avaliou-se se as distribuições de probabilidade das séries sintéticas e do histórico pertencem a uma mesma distribuição de probabilidade. Para as séries eólicas, as diferentes condições não impactaram nos resultados, em que somente 0,69 % das estações não passaram no teste. Já para as séries de afluência incremental infere-se que os melhores resultados são obtidos quando utilizados o Modelo Lognormal e o cálculo da variância dos resíduos pelo Histórico. Para esse teste a condição LOH obteve o melhor resultado.

Em seguida, analisou-se os resultados do teste de assimetria. Os resultados mostraram que os diferentes critérios de aplicação dos modelos são o que mais impactam nos resultados e que as diferentes metodologias de cálculo da variância dos resíduos praticamente não impactam os resultados. Nesse sentido, o melhor resultado foi obtido com a condição LOMH e ressalta-se que a condição LOM10 obteve um resultado muito próximo ao da condição LOMH.

Continuando com as análises foram apresentados os resultados do teste de sequência. Percebeu-se que o Modelo Lognormal obteve resultados melhores que o Modelo Normal. E que ao analisar cada critério do teste em separado, observou-se que as séries eólicas obtiveram resultados melhores que as séries de afluência incremental. Novamente, a condição LOMH obteve o melhor resultado.

Já na análise de correlação espacial hidroeólica entre séries históricas e séries sintéticas observou-se que os resultados são semelhantes entre as diferentes condições testadas, não havendo nenhuma

condição que se destaque. Os resultados também indicaram que a correlação espacial é melhor mantida durante os meses de setembro a março, com exceção de dezembro. E constatou-se uma complementariedade entre as fontes eólica e algumas UHEs; resultado que foi ratificado no estudo de complementariedade hidro-eólica que mostrou uma complementariedade entre as séries eólica e as séries de afluência incremental das regiões Norte, Nordeste e Sudeste. Mostrou-se também que as séries eólicas da região Nordeste têm uma variância maior que as da região Sul.

Com isso, globalmente, a condição LOM10 é a que apresenta os melhores resultados. Como este é um modelo que apresentou bons resultados e sendo um modelo parcimonioso, sugere-se a sua utilização na geração de séries hidro-eólicas. Entretanto, sugere-se também um estudo da geração de cenários hidro-eólicos em que cada localidade utiliza a sua melhor metodologia.

Dessa maneira, mostrou-se que o modelo PAR gera séries sintéticas hidro-eólicas satisfatórias, sendo melhor para a geração de séries sintéticas de geração eólica, e que tais resultados poderão subsidiar estudos para a inclusão da geração eólica, de uma maneira estocástica, no PMPO do SIN.

## 5.1 TRABALHOS FUTUROS

Nesta seção são apresentadas algumas sugestões de trabalhos futuros relacionados aos estudos apresentados neste trabalho.

Primeiramente, sugere-se um estudo sobre o impacto das diferentes alturas de aerogeradores na geração de séries sintéticas, visto que nesse trabalho utilizou-se séries de vento para altura de 100 m.

Outra possibilidade é estudar o impacto de diferentes marcas e tipos de aerogeradores na geração de cenários sintéticos, pois cada fabricante e modelo de aerogerador possui uma curva de potência, o que pode impactar no histórico de geração eólica.

Sugere-se também um estudo aprofundado do impacto da geração eólica na matriz de correlação espacial utilizada no modelo PAR, visto que esse pode ser um dos motivos de ter sido obtidos valores altos para os dois primeiros momentos estatísticos. Nesse sentido, pode-se também estudar a influência nos resultados devido ao tamanho do histórico utilizado, assim como usar históricos com tamanhos distintos, usando a interseção deles apenas para o cálculo da correlação cruzada.

Conforme mostrado no Capítulo 3, existem diversas maneiras de se obter a identificação da ordem do modelo PAR; nesse sentido, pode-se

estudar o impacto dessas diferentes maneiras na geração de séries sintéticas hidroelétricas.

Nesse trabalho utilizou-se o modelo autoregressivo periódico para a geração de séries sintéticas hidroelétricas, porém existem outros modelos. Nesse sentido, sugere-se também um estudo da geração de séries sintéticas hidroelétricas via modelos independentes. De forma geral, um modelo independente gera valores futuros não levando em conta os valores das realizações de estágios de tempo passado, usando apenas dados de média e variância dos dados históricos.

Ademais, propõe-se estudar a geração de cenários sintéticos elétricos de curto prazo para o planejamento energético da operação do SIN por meio de redes neurais ou sistemas híbridos (redes neurais em conjunto com um modelo autoregressivo) visto que diversos estudos utilizam essas metodologias para o curto prazo.

Assim como aconselha-se um estudo da previsão de geração elétrica de curto prazo utilizando modelos estatísticos em conjunto com modelos climáticos.

Sugere-se também estudar a geração de cenários em que cada localidade utiliza a sua melhor metodologia.

Por fim, recomenda-se estudar o impacto da geração elétrica, de forma estocástica via modelo PAR, no Planejamento de Médio Prazo da Operação Hidrotérmica, visto que os resultados desse trabalho mostraram que o modelo PAR gera cenários sintéticos hidroelétrico satisfatórios.

## REFERÊNCIAS

ABEEOLICA. **Dossiê do Setor Eólico v20**, 2014. .

ACKERMANN, T. **Wind power in power systems**. [s.l.] John Wiley & Sons, 2005.

AGGARWAL, S. K.; GUPTA, M. **Wind power forecasting: A review of statistical models**. International Journal of Energy Science, 2013. Disponível em: <<http://www.dpi-journals.com/index.php/IJES/article/view/350>>. Acesso em: 11 jan. 2016.

ALLSMALLWINDTURBINES.COM. **Portal to the World of Small Wind TurbinesAll Small Wind Turbines**, [s.d.]. Disponível em: <[http://www.allsmallwindturbines.com/search\\_result\\_turbines\\_type.php?turbine\\_type=Darrieus%20and%20Savonius](http://www.allsmallwindturbines.com/search_result_turbines_type.php?turbine_type=Darrieus%20and%20Savonius)>. Acesso em: 12 fev. 2015.

AMARAL, B. M. **Modelos varx para geração de cenários de vento e vazão aplicados à comercialização de energia**. 2011. PUC-Rio, 2011. Disponível em: <[http://www2.dbd.puc-rio.br/pergamum/tesesabertas/0912942\\_2011\\_pretextual.pdf](http://www2.dbd.puc-rio.br/pergamum/tesesabertas/0912942_2011_pretextual.pdf)>. Acesso em: 25 ago. 2015.

ANEEL. **SIGEEEL - Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico**, 5 fev. 2015. . Disponível em: <<http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>>. Acesso em: 5 fev. 2015.

ANEEL. **BIG - Banco de Informações de Geração**, 2016. . Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 3 abr. 2016.

BARBOUNIS, T. G.; THEOCHARIS, J. B.; ALEXIADIS, M. C.; DOKOPOULOS, P. S. **Long-term wind speed and power forecasting using local recurrent neural network models**. IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 21, n. 1, p. 273–284, mar. 2006.

BEZERRA, B.; CUNHA, G.; ÁVILA, P.; BARROSO, L. A.; CARVALHO, M.; PEREIRA, M. V. **Análise do percentual máximo**

**para a inserção de energia eólica na matriz elétrica brasileira sob a ótica energética.** XXII SNPTEE, 2013.

CAPIZZI, G.; BONANNO, F.; NAPOLI, C. **A wavelet based prediction of wind and solar energy for Long-Term simulation of integrated generation systems.** In: 2010 International Symposium on Power Electronics Electrical Drives Automation and Motion (SPEEDAM), Anais... In: 2010 INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON POWER ELECTRONICS ELECTRICAL DRIVES AUTOMATION AND MOTION (SPEEDAM), jun. 2010.

CARVALHO, M. R. M.; BEZERRA, B.; JR, L. C. da C.; ÁVILA, P. L.; FERREIRA, R. S.; BARROSO, L. A.; PEREIRA, M. V. **Análise probabilística do suprimento de ponta no setor elétrico brasileiro: impacto da inserção eólica.** In: Anais... In: XII SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA (SEPOPE). 2012.

CEPEL. **Manual de Referência - Modelo NEWAVE**, 2001. .

CHARBENEAU, R. J. **Comparison of the Two- and Three-Parameter Log Normal Distributions Used in Streamflow Synthesis.** Water Resources Research, v. 14, n. 1, p. 149–150, 1 fev. 1978.

CHEN, P.; PEDERSEN, T.; BAK-JENSEN, B.; CHEN, Z. **ARIMA-Based Time Series Model of Stochastic Wind Power Generation.** IEEE Transactions on Power Systems, v. 25, n. 2, p. 667–676, maio 2010.

CRESESB. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**, 2001. .

DA SILVA, I. V. G. **Previsão de vento para geração de energia elétrica.** 2010. PUC-Rio, 2010. Disponível em: <[http://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/16824/16824\\_1.PDF](http://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/16824/16824_1.PDF)>. Acesso em: 11 jan. 2016.

DE MATOS, V. L. **Um modelo para o planejamento anual da operação energética considerando técnicas avançadas de otimização estocástica.** 2012. Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica., Florianópolis, SC, 2012. Disponível em:

<<https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/100588>>. Acesso em: 13 jan. 2015.

DICKEY, D. A.; FULLER, W. A. **Distribution of the Estimators for Autoregressive Time Series With a Unit Root**. Journal of the American Statistical Association, v. 74, n. 366, p. 427–431, 1 jun. 1979.

EMD INTERNATIONAL S/A; DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION; NORDJYSK ELHANDEL; INOPOWER; VINDENERGI DANMARK. **Proactive participation of wind turbines in the electricity markets**. Dinamarca: EMD International S/A, 2012. .

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano decenal de expansão de energia - PDE 2024**. [s.l.: s.n.].

ENERCON. **Gama de produtos ENERCON**, 2014. . Disponível em: <[http://www.enercon.de/p/downloads/ENERCON\\_Produkt\\_pt\\_web\\_03\\_2014.pdf](http://www.enercon.de/p/downloads/ENERCON_Produkt_pt_web_03_2014.pdf)>. Acesso em: 20 fev. 2015.

FLEURY, A.; ARTEIRO, F.; BRASIL, D.; GOMES, P.; FRANCESCHI, A. **Integration of wind power plants into the electric system - The Brazilian experience**. In: Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T D-LA), 2012 Sixth IEEE/PES, Anais... In: TRANSMISSION AND DISTRIBUTION: LATIN AMERICA CONFERENCE AND EXPOSITION (T D-LA), 2012 SIXTH IEEE/PES. set. 2012.

G CUNHA; L A BARROSO; F PORRUA; B BEZERRA. **Fostering Wind Power Through Auctions: the Brazilian Experience**. In: Anais... In: IAEE ENERGY FORUM. 2012.

GREENENERGYREPORTER.COM. **Technology solutions for wind power generated electricity - WindGreen Energy Reporter**, [s.d.]. Disponível em: <<http://www.greenenergyreporter.com/renewables/wind/technology-solutions-for-wind-power-generated-electricity/>>. Acesso em: 12 fev. 2015.

GUJARATI, D. N. **Basic econometrics**. [s.l.] McGraw-Hill, 2003.

**GWEC. Global Wind Report 2013 - Annual market update.** [s.l: s.n.]. Disponível em: <<http://www.gwec.net/publications/global-wind-report-2/global-wind-report-2013/>>. Acesso em: 3 fev. 2015.

HANSEN, A. D.; HANSEN, L. H.; HANSEN, A. D.; HANSEN, L. H. **Market penetration of different wind turbine concepts over the years.** Conference proceedings (online), 2007. Disponível em: <[http://www.risoe.dk/rispubl/art/2007\\_136\\_paper.pdf](http://www.risoe.dk/rispubl/art/2007_136_paper.pdf)>. Acesso em: 24 fev. 2015.

HIPEL, K. W.; MCLEOD, A. I. **Time series modelling of water resources and environmental systems.** [s.l.] Elsevier, 1994.

HIRATA, M. H. **Energia eólica: uma introdução.** 1985. COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 1985.

IEC. **IEC 61400-1 - Wind turbines - Part 1: Design requirements,** 2005. .

JENSEN, U. S.; PELGRUM, E.; MADSEN, H. **The development of a forecasting model for the prediction of wind power production to be used in central dispatch Centres.** In: Grécia. Anais... In: 5TH EUROPEAN WIND ENERGY CONFERENCE. Grécia: 1994.

JESSELMEADE. **The Development of Wind PowerFor the Wind,** [s.d.]. Disponível em: <<https://forthewind.wordpress.com/2012/05/08/the-development-of-wind-power/>>. Acesso em: 2 fev. 2015.

KELMAN, J.; PEREIRA, M. V. F. **Critérios de avaliação para modelos de séries hidrológicas.** In: IV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, Brasil. Anais... In: IV SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Rio de Janeiro, Brasil: 1977. Disponível em: <[http://www.kelman.com.br/pdf/ivseminario\\_grupo\\_vii/criterios-de-avaliacao-para-modelos.pdf](http://www.kelman.com.br/pdf/ivseminario_grupo_vii/criterios-de-avaliacao-para-modelos.pdf)>.

LI, S.; WUNSCH, D. C.; O'HAIR, E. A.; GIESSELMANN, M. G. **Using neural networks to estimate wind turbine power generation.** IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 16, n. 3, p. 276–282, set. 2001.



MACCORMACK, J. R.; WESTWICK, D.; ZAREIPOUR, H.; ROSEHART, W. D. **Stochastic modeling of future wind generation scenarios**. In: Power Symposium, 2008. NAPS '08. 40th North American, Anais... In: POWER SYMPOSIUM, 2008. NAPS '08. 40TH NORTH AMERICAN. set. 2008.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind energy explained: theory, design and application**. [s.l.] John Wiley & Sons, 2010.

MARTINS, F. R.; GUARNIERI, R. A.; PEREIRA, E. B. Revista Brasileira de Ensino de Física. **O aproveitamento da energia eólica**, v. 30, n. 1, p. 1304, 2008.

MASSEY, F. J., Jr. The Kolmogorov-Smirnov Test for Goodness of Fit. **Journal of the American Statistical Association**, v. 46, n. 253, p. 68–78, 1 mar. 1951.

MA, X.-Y.; SUN, Y.-Z.; FANG, H.-L. **Scenario Generation of Wind Power Based on Statistical Uncertainty and Variability**. IEEE Transactions on Sustainable Energy, v. 4, n. 4, p. 894–904, out. 2013.

MEIRINHOS, J. L. M. **Escalonamento e pré-despacho incluindo produção eólica**. 2010. Disponível em: <<http://repositorio-aberto.up.pt/handle/10216/58694>>. Acesso em: 11 jan. 2016.

MEYERS, J.; MENEVEAU, C. **Optimal Turbine Spacing in Fully Developed Wind Farm Boundary Layers**. Wind Energy, v. 15, n. 2, p. 305–317, 2012.

MICHELL, G.; GRUBE, E. J. **Architecture of the islamic world: its history and social meaning**. New edition edition ed. London; New York: Thames and Hudson Ltd, 1995.

MOURA, P. S.; ALMEIDA, A. T. de. **Large Scale Integration of Wind Power Generation**. In: PARDALOS, P. M.; REBENNACK, S.; PEREIRA, M. V. F.; ILIADIS, N. A. (Ed.). Handbook of Power Systems I. Energy Systems. [s.l.] Springer Berlin Heidelberg, 2010. p. 95–119.

MUÑOZ, A.; SÁNCHEZ-ÚBEDA, E. F.; CRUZ, A.; MARÍN, J. **Short-term Forecasting in Power Systems: A Guided Tour**. In:

REBENNACK, S.; PARDALOS, P. M.; PEREIRA, M. V. F.; ILIADIS, N. A. (Ed.). *Handbook of Power Systems II. Energy Systems*. [s.l.] Springer Berlin Heidelberg, 2010. p. 129–160.

NASCIMENTO, M. H. L. **Impacto de centrais eólicas no mercado de energia elétrica**. 2005. Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG, 2005. Disponível em: <<http://saturno.unifei.edu.br/bim/0030256.pdf>>.

NOAKES, D. J.; MCLEOD, A. I.; HIPEL, K. W. **Forecasting Monthly Riverflow Time Series**. *International Journal of Forecasting*, v. 1, n. 2, p. 179–190, jan. 1985.

OFFSHORE WIND. **Workshop on New Wind Farm Software to Be Held in Den Helder**. Disponível em: <<http://www.offshorewind.biz/2014/04/10/workshop-on-new-wind-farm-software-to-be-held-in-den-helder/>>. Acesso em: 9 fev. 2015.

PETER WHITTLE. **Hypothesis testing in time series analysis. almqvist and wicksell**. 1951. Universidade de Uppsala, Suécia, 1951.

PORRUA, F.; BEZERRA, B.; BARROSO, L. A.; LINO, P.; RALSTON, F.; PEREIRA, M. **Wind power insertion through energy auctions in Brazil**. In: 2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Anais... In: 2010 IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING. jul. 2010.

SENJYU, T.; YONA, A.; URASAKI, N.; FUNABASHI, T. **Application of Recurrent Neural Network to Long-Term-Ahead Generating Power Forecasting for Wind Power Generator**. In: Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES, Anais... In: POWER SYSTEMS CONFERENCE AND EXPOSITION, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES. out. 2006.

SIEMENS. **Siemens - SWT-2-3-82-VS**. Disponível em: <<http://www.energy.siemens.com/hq/en/renewable-energy/wind-power/platforms/g2-platform/wind-turbine-swt-2-3-82-vs.htm#content=Design>>. Acesso em: 19 fev. 2015.

SOUZA, R. C.; CAMARGO, M. E. **Análise e previsão de séries temporais: os modelos arima**. 2ª edição ed. [s.l.: s.n.]

TORRES, J. L.; GARCÍA, A.; DE BLAS, M.; DE FRANCISCO, A. **Forecast of hourly average wind speed with ARMA models in Navarre (Spain)**. Solar Energy, v. 79, n. 1, p. 65–77, jul. 2005.

UBERTI, C. **The Issue with “Cross Winds” in Wind Tunnels** **Rockets to Sprockets**, 2014. Disponível em: <<http://rockets2sprockets.com/issue-cross-winds-wind-tunnels/>>. Acesso em: 6 fev. 2015.

WANG, X.; SIDERATOS, G.; HATZIARGYRIOU, N.; TSOUKALAS, L. H. **Wind speed forecasting for power system operational planning**. In: 2004 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Anais... In: 2004 INTERNATIONAL CONFERENCE ON PROBABILISTIC METHODS APPLIED TO POWER SYSTEMS. set. 2004.

WITZLER, L. T. **Metodologia para reconstrução de séries históricas de vento e geração eólica visando a análise da complementariedade energética no sistema interligado nacional**. 2014. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2014.



## APÊNCIDE A

Neste apêndice são apresentados os nomes de todas as UHE utilizadas neste trabalho.

**Tabela A.1 – Nomes das UHEs utilizadas neste trabalho.**  
(continua)

<b>Índice</b>	<b>Nome</b>	<b>Índice</b>	<b>Nome</b>
<b>1</b>	Funil-Grande	<b>34</b>	Espora
<b>2</b>	Batalha	<b>35</b>	Itiquira I
<b>3</b>	Serra Facao	<b>36</b>	Dardanelos
<b>4</b>	Capim Branc1	<b>37</b>	Cacu
<b>5</b>	Capim Branc2	<b>38</b>	B. Coqueiros
<b>6</b>	Corumba Iv	<b>39</b>	Foz R. Claro
<b>7</b>	Piraju	<b>40</b>	Jaguari
<b>8</b>	Itaipu	<b>41</b>	Paraibuna
<b>9</b>	Henry Borden	<b>42</b>	Santa Branca
<b>10</b>	Nilo Pecanha	<b>43</b>	Funil
<b>11</b>	Fontes	<b>44</b>	Lajes
<b>12</b>	Baguari	<b>45</b>	Picada
<b>13</b>	Retiro Baixo	<b>46</b>	Sobragi
<b>14</b>	Tres Marias	<b>47</b>	Simplicio
<b>15</b>	Queimado	<b>48</b>	Ilha Pombos
<b>16</b>	Jauru	<b>49</b>	Salto Grande
<b>17</b>	Guapore	<b>50</b>	P. Estrela
<b>18</b>	Corumba Iii	<b>51</b>	Candonga
<b>19</b>	Slt Apiacas	<b>52</b>	Aimores
<b>20</b>	Colider	<b>53</b>	Mascarenhas
<b>21</b>	Teles Pires	<b>54</b>	Guilman-Amor
<b>22</b>	Slt Verdinho	<b>55</b>	Sa Carvalho
<b>23</b>	Ourinhos	<b>56</b>	Rosal
<b>24</b>	Serra Mesa	<b>57</b>	Samuel
<b>25</b>	Cana Brava	<b>58</b>	Irape
<b>26</b>	São Salvador	<b>59</b>	Sta Clara Mg
<b>27</b>	Peixe Angic	<b>60</b>	Camargos
<b>28</b>	Lajeado	<b>61</b>	Furnas
<b>29</b>	Salto	<b>62</b>	M. De Moraes
<b>30</b>	Rondon Ii	<b>63</b>	Estreito
<b>31</b>	Ponte Pedra	<b>64</b>	Jaguara
<b>32</b>	Jirau	<b>65</b>	Igarapava
<b>33</b>	Sto Antonio	<b>66</b>	Volta Grande

**Tabela A.1 – Nomes das UHEs utilizadas neste trabalho.**  
(continuação)

<b>Índice</b>	<b>Nome</b>	<b>Índice</b>	<b>Nome</b>
<b>67</b>	P. Colombia	<b>104</b>	Barra Grande
<b>68</b>	Caconde	<b>105</b>	São Roque
<b>69</b>	E. Da Cunha	<b>106</b>	Garibaldi
<b>70</b>	A.S.Oliveira	<b>107</b>	Campos Novos
<b>71</b>	Marimbondo	<b>108</b>	Machadinho
<b>72</b>	A. Vermelha	<b>109</b>	Ita
<b>73</b>	Emborcação	<b>110</b>	Passo Fundo
<b>74</b>	Nova Ponte	<b>111</b>	Monjolinho
<b>75</b>	Miranda	<b>112</b>	Quebra Queix
<b>76</b>	Corumba I	<b>113</b>	São Jose
<b>77</b>	Itumbiara	<b>114</b>	Passo S Joao
<b>78</b>	Cach.Dourada	<b>115</b>	Foz Chapeco
<b>79</b>	São Simao	<b>116</b>	Castro Alves
<b>80</b>	Barra Bonita	<b>117</b>	Monte Claro
<b>81</b>	A.S. Lima	<b>118</b>	14 De Julho
<b>82</b>	Ibitinga	<b>119</b>	Ernestina
<b>83</b>	Promissão	<b>120</b>	Passo Real
<b>84</b>	Navanhandava	<b>121</b>	Jacui
<b>85</b>	Guarapiranga	<b>122</b>	Itauba
<b>86</b>	Billings	<b>123</b>	D. Francisca
<b>87</b>	I. Solt. Eqv	<b>124</b>	G.P. Souza
<b>88</b>	Jupia	<b>125</b>	Salto Pilao
<b>89</b>	P. Primavera	<b>126</b>	Jordao
<b>90</b>	Manso	<b>127</b>	Segredo
<b>91</b>	A.A. Laydner	<b>128</b>	Slt.Santiago
<b>92</b>	Chavantes	<b>129</b>	Salto Osorio
<b>93</b>	L.N. Garcez	<b>130</b>	Salto Caxias
<b>94</b>	Canoas II	<b>131</b>	Sobradinho
<b>95</b>	Canoas I	<b>132</b>	Itaparica
<b>96</b>	Capivara	<b>133</b>	Comp Paf-Mox
<b>97</b>	Taquarucu	<b>134</b>	Itapebi
<b>98</b>	Rosana	<b>135</b>	P. Cavalo
<b>99</b>	Maua	<b>136</b>	B. Esperanca
<b>100</b>	Sta Clara Pr	<b>137</b>	Cach.Caldeir
<b>101</b>	Fundao	<b>138</b>	Estreito Toc
<b>102</b>	G.B. Munhoz	<b>139</b>	Tucuruí
<b>103</b>	Baixo Iguacu	<b>140</b>	Balbina

**Tabela A.1 – Nomes das UHEs utilizadas neste trabalho.**  
(conclusão)

<b>Índice</b>	<b>Nome</b>
<b>141</b>	Coaracy Nune
<b>142</b>	Ferreira Gom
<b>143</b>	Sto Ant Jari
<b>144</b>	Curua-Una
<b>145</b>	Belo Monte





## APÊNDICE B

A seguir é reproduzido um dos capítulos de um dos relatórios do projeto ANEEL nº PD-0403-0035/2014, projeto intitulado "SPARHTACUS", que visa criar um modelo estocástico para definição de políticas semanais e mensais do SIN no horizonte de médio prazo com modelagem individualizada das usinas hidrelétricas, ao qual o autor dessa dissertação de mestrado fez parte do projeto. Em uma das análises do projeto foi utilizado o mesmo *software* desenvolvido neste trabalho, porém para a geração de séries sintéticas de afluência incremental.

### 4. ESTUDO SOBRE METODOLOGIA DE GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS DE AFLUÊNCIA INCREMENTAL MENSAL

Nesta seção será discutida os resultados da geração de séries sintéticas de afluência incremental a partir de diferentes metodologias e para diferentes casos. As metodologias avaliadas são os modelos com Resíduo Normal e Lognormal, em que são testadas diferentes condições para a aplicação dessas metodologias. Na Tabela 4.1 é apresentado uma síntese de todas as condições avaliadas para a geração de séries sintéticas.

Nas condições 1 e 2, testa-se a aplicação do Modelo Normal, para todas as localidades e estações (meses), variando somente a metodologia de cálculo da variância do resíduo. A primeira metodologia de cálculo da variância do resíduo denominada “Modelo” utiliza-se da formulação da variância do resíduo do modelo, enquanto a segunda metodologia, denominada “Histórico”, utiliza-se da formulação padrão da variância, porém o cálculo é feito utilizando-se do histórico de resíduo de cada estação e localidade.

Já para a Condição 3 até a Condição 8, é aplicado o Modelo Lognormal em determinada estação nas seguintes circunstâncias:

- (i) quando a assimetria do resíduo da estação seja maior que 0 (condições 3 e 4);
- (ii) quando a assimetria do resíduo for maior que 0,5 (condições 5 e 6);
- (iii) quando um dos testes de normalidade (JB ou KS) falhar e ao mesmo tempo a assimetria for maior que zero (condições 7 e 8).

Tabela 4.1 – Diferentes metodologias avaliadas para a geração de séries sintéticas de afluência incremental.

Condição	Modelo	Critério de Aplicação <sup>(1)</sup>	Variância do resíduo
1	Normal	Todas as estações	Modelo
2	Normal	Todas as estações	Histórico
3	Lognormal	$\gamma_{rm} > 0$	Modelo
4	Lognormal	$\gamma_{rm}^h > 0$	Histórico
5	Lognormal	$\gamma_{rm}^h > 0,5$	Modelo
6	Lognormal	$\gamma_{rm}^h > 0,5$	Histórico
7	Lognormal	Teste de normalidade falhar e $\gamma_{rm}^h > 0$	Modelo
8	Lognormal	Teste de normalidade falhar e $\gamma_{rm}^h > 0$	Histórico

**Nota: (1) Aplica-se o Modelo com Resíduo Normal quando o critério de aplicação não for atendido em determinada estação (mês).**

Quando na avaliação dessas condições uma estação não atenda ao critério de aplicação, então o Modelo Normal é aplicado. Por exemplo, se durante a avaliação da Condição 3 uma determinada estação de uma dada localidade tenha assimetria do resíduo histórico igual ou menor que zero o modelo a ser aplicado será o Modelo Normal; em caso contrário, será aplicado o Modelo Lognormal.

Todas essas condições são testadas para três casos diferentes. O primeiro caso, denominado de “Individualizado”, é para a geração de séries sintéticas incrementais para usinas hidrelétricas individualizadas, ou seja, o modelo PAR é aplicado no histórico de afluência incremental individualizado de cada UHE e a geração de séries é feita para cada localidade. Neste caso tem-se um total de 146 UHEs avaliadas. O segundo caso, denominado de “Bacia”, é para a geração de séries a partir da afluência incremental histórica agregada de bacias hidrográficas<sup>17</sup>,

<sup>17</sup> Bacias hidrográficas são áreas da superfície terrestre separadas topograficamente entre si pelos chamados divisores de águas. Essas áreas fazem a recepção natural das águas das chuvas, que escoam por meio da rede hidrográfica, ou rede de drenagem, que é formada por diversos cursos d'água: córregos, rios, etc. Dessa maneira, as águas escoam das áreas mais altas para as mais baixas do relevo, até concentrarem-se na parte mais baixa, formando um rio principal.

totalizando 21 bacias hidrográficas em estudo. Por fim, o terceiro caso, denominado de “Bacia-individualizado”, a geração de séries é feita como o caso anterior, porém as séries sintéticas geradas são desagregadas em séries individualizadas e os testes estatísticos são realizados comparando as séries individualizadas com as séries históricas individualizadas.

Nesse sentido, os testes estatísticos realizados em cada caso e condição para a avaliação da melhor metodologia são: média, desvio padrão, Kolmogorov-Smirnov, assimetria e sequência. Em cada condição foram gerados 100 séries sintéticas com 100 anos, porém os primeiros 20 anos de cada série foram eliminados a fim de eliminar o efeito que o último ano do histórico poderia ocasionar nos primeiros anos dos cenários gerados.

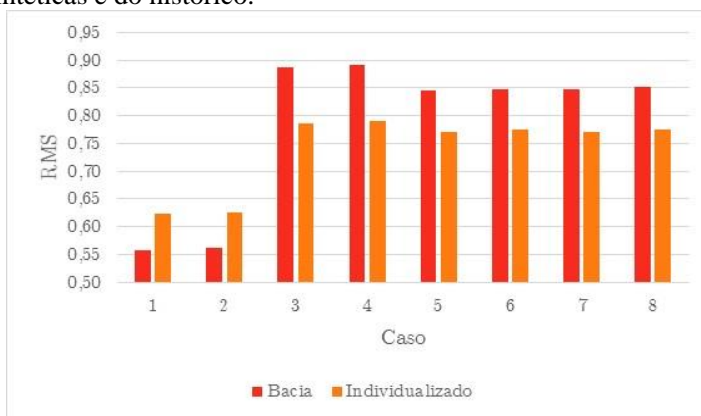
O primeiro teste a ser analisado é o teste de média. Nesse teste é analisado o RMS (*root mean square* ou raiz da média quadrada) resultante da diferença percentual entre as médias dos cenários gerados e do histórico de afluência incremental. Nesse sentido, quanto menor o valor RMS melhor a metodologia. O RMS de cada caso e condição é apresentado na Tabela 4.2. Nota-se que os menores RMS em todas as condições e casos são obtidos quando se utiliza o Modelo Normal. Verifica-se também que o cálculo da variância dos resíduos por meio da equação do modelo, apresenta melhores resultados para todos os casos se comparados com a outra metodologia de cálculo da variância. Por fim, avaliando os valores obtidos de RMS em cada condição nota-se que o caso Bacia-individualizado é o que apresenta os piores resultados; nota-se também que os valores obtidos para o Modelo Normal por Bacia apresentam resultados ligeiramente melhores que o caso Individualizado; contudo, no caso Individualizado o Modelo Lognormal apresenta resultados melhores se comparados ao caso Bacia.

Tabela 4.2 – RMS da diferença percentual entre as médias das séries sintéticas e do histórico.

Caso	Condição							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Bacia	0,5576	0,5628	0,8868	0,8905	0,8445	0,8484	0,8480	0,8518
Individualizado	0,6234	0,6266	0,7850	0,7894	0,7700	0,7742	0,7698	0,7739
Bacia-individualizado	9,1284	9,1293	9,2384	9,2402	9,2376	9,2394	9,2365	9,2383

Os dados da Tabela 4.2 para Bacia e Individualizado são apresentados na Figura 4.1.

Figura 4.1 – RMS da diferença percentual entre as médias das séries sintéticas e do histórico.



Ao compararmos somente da Condição 3 em diante, observa-se que para Bacia a melhor metodologia é a da Condição 5, ou seja, assimetria maior que 0,5 e variância do resíduo por meio da formulação do modelo. Já para o Individualizado percebe-se que conforme a condição aumenta há uma melhora no valor RMS se comparado com a mesma metodologia de cálculo da variância; dessa maneira, a melhor condição é a sétima, com assimetria por meio dos testes de normalidade e variância dos resíduos por meio da formulação do modelo.

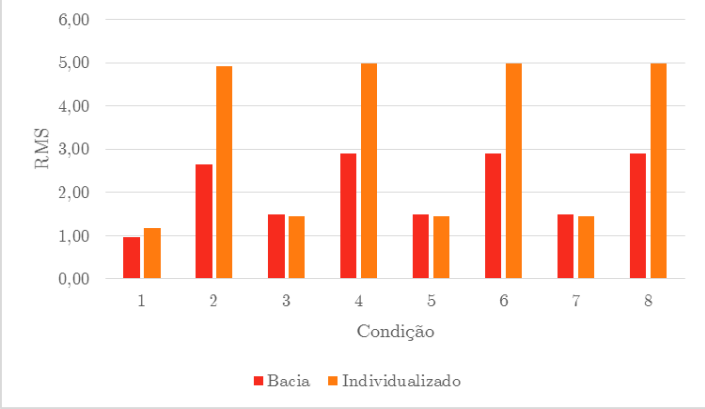
O próximo teste é o do desvio padrão. Nesse teste, da mesma maneira que o teste anterior, é calculado o RMS resultante da diferença percentual entre os desvios padrão dos cenários gerados e do histórico de afluência incremental. Desse modo, os valores RMS obtidos em cada condição são apresentados na Tabela 4.3. Outra vez, os melhores resultados foram obtidos quando se utiliza o Modelo Normal e o caso Bacia-individualizado é o que se obtêm os piores valores, chegando a níveis inaceitáveis.

Os dados, do teste de desvio padrão, do caso Bacia e Individualizado são apresentados graficamente na Figura 4.2 para uma melhor visualização das diferenças. Novamente, a metodologia de cálculo da variância dos resíduos pela equação do modelo obteve os melhores resultados se comparados com a mesma condição, porém com o cálculo da variância por meio do histórico de resíduos. Para o caso Bacia as diferentes metodologias de cálculo da variância dos resíduos não geraram grandes diferenças nos resultados como aconteceu no caso Individualizado.

Tabela 4.3 – RMS da diferença percentual entre os desvios padrão das séries sintéticas e do histórico.

Caso	Condição							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Bacia	0,9771	2,6485	1,4957	2,9069	1,4911	2,8981	1,4872	2,9033
Individualizado	1,1808	4,9310	1,4462	4,9824	1,4455	4,9819	1,4436	4,9811
Bacia-individualizado	71,4322	71,1931	71,9573	71,7141	71,9642	71,7200	71,9608	71,7175

Figura 4.2 – RMS da diferença percentual entre os desvios padrão das séries sintéticas e do histórico.



Em seguida, são apresentados os resultados do teste de Kolmogorov-Smirnov. Nesse teste é avaliado se as distribuições de probabilidade das séries sintéticas e do histórico de afluência incremental pertencem a uma mesma distribuição de probabilidade. Na Tabela 4.4 é apresentado a percentagem de estações que passaram no teste, ou seja, que as séries sintéticas pertencem à mesma distribuição do histórico. Note que nesse teste as condições que utilizam o Modelo Normal tiveram os piores resultados, isto é, resultado completamente oposto aos resultados dos testes anteriores. Novamente, o caso Bacia-individualizado obtém os piores resultados se comparados aos demais casos.

Tabela 4.4 – Percentagem de estações em que as séries sintéticas pertencem a mesma distribuição de probabilidade do histórico de afluência incremental.

Caso	Condição							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Bacia	80,95	80,16	95,63	96,03	95,63	95,63	95,63	95,63
Individualizado	62,96	62,84	85,22	84,47	85,10	84,47	84,99	84,25
Bacia-individualizado	35,27	35,67	52,40	52,40	51,48	51,31	51,20	51,37

Analisando os resultados apresentados na Tabela 4.4 percebe-se que tanto para o caso Individualizado quanto para o caso Bacia-individualizado os melhores resultados são obtidos para a condição Modelo Lognormal sendo aplicado com assimetria maior que zero, porém, no primeiro caso citado o melhor resultado é obtido quando o cálculo da variância do resíduo é feito por meio da fórmula do modelo, Condição 3, enquanto no segundo caso a Condição 3 e 4 obtiveram o melhor resultado.

Para o caso Individualizado, a melhor condição foi a terceira, entretanto, a Condição 5 obteve um resultado muito semelhante ao melhor resultado e, constata-se também que o cálculo da variância por meio da fórmula do modelo supera os resultados das respectivas condições equivalentes que utilizam a variância do histórico de resíduos. Já para o caso Bacia o melhor resultado foi a Condição 4, sendo esse o melhor resultado e muito expressivo, pois as distribuições de probabilidade de 96,03% das estações das séries sintéticas pertencem à mesma distribuição de seu histórico. Nota-se também que os resultados foram os mesmos para as condições 3, 5, 6, 7 e 8.

Como o resultado do caso Bacia foi igual para diversas condições optou-se também por fazer uma análise com a distância máxima vertical, que é a máxima distância entre a distribuição de probabilidade da série sintética e do histórico, e um dos resultados do teste de KS. Nesse sentido, a análise é feita com base no valor esperado da distância máxima vertical e, os resultados, para cada caso e condição, são apresentados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Valor esperado da distância máxima vertical.

Caso	Condição							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Bacia	0,1158	0,1158	0,0894	0,0893	0,0904	0,0905	0,0905	0,0905
Individualizado	0,1397	0,1401	0,1099	0,1107	0,1105	0,1113	0,1107	0,1115
Bacia-individualizado	0,1906	0,1912	0,1699	0,1703	0,1712	0,1717	0,1713	0,1718

De acordo com os resultados da Tabela 4.5, para o caso Bacia a melhor condição continua sendo a quarta, porém por uma pequena diferença em relação a terceira condição que se torna a segunda melhor condição. Como esperado, o caso Bacia-individualizado tem os piores resultados.

Note que para o caso Individualizado há uma diferença na terceira melhor condição se comparado com o resultado da Tabela 4.4. De acordo com essa tabela, as melhores condições são 3, 5 e 7; contudo, as melhores condições para o valor esperado da distância máxima vertical são 3, 5 e 4/7.

Dando continuidade, são apresentados os resultados do teste de assimetria, por meio da Tabela 4.6. Assim como o teste de média e de desvio padrão, nesse teste é calculado o RMS da diferença percentual entre a assimetria das séries sintéticas e da assimetria do histórico de afluência incremental.

Tabela 4.6 – RMS da diferença percentual entre as assimetrias das séries sintéticas e do histórico.

Caso	Condição							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Bacia	883,92	974,67	2,43	2,41	12,68	12,80	11,29	11,42
Individualizado	21845,99	7329,44	78,22	93,23	80,37	81,33	3159,36	147,77
Bacia-individualizado	720,10	1025,61	7,42	7,26	67,75	58,72	62,74	54,65

Mais uma vez o Modelo Normal mostrou-se ser o pior modelo para todos os casos.

Analisando o caso Bacia pode-se notar que a melhor condição foi a quarta, em que é aplicado o Modelo Lognormal quando a assimetria for maior que zero, sendo a variância do resíduo calculada usando o histórico de resíduos, e na sequência a terceira condição, tendo uma diferença de menos de 1% em termos de RMS. Já para o caso Individualizado a melhor

condição foi a terceira e na sequência a quinta, tendo uma diferença de menos de 3% em termos de RMS. Por fim, o caso Bacia-individualizado, o melhor resultado é obtido quando se utiliza a Condição 4, e contrariando os testes anteriores, os resultados em algumas condições foram melhores que os obtidos nos demais casos.

Seguindo com a análise dos testes realizados o próximo teste é o de sequência. Lembrando que nesse teste o modelo é rejeitado caso o percentil da quantidade de conjuntos (comprimento, soma e intensidade) seja menor que 5% ou maior que 95%. A Tabela 4.7 apresenta a percentagem de conjuntos que não foram rejeitados no teste de sequência.

Analisando os três casos, nota-se que os resultados obtidos para o caso Bacia e para o caso Individualizado foram similares e, novamente com os piores resultados, o caso Bacia-individualizado. Quanto aos modelos, outra vez, o Modelo Normal apresentou os piores resultados em comparação ao Modelo Lognormal. E analisando os resultados das condições com o Modelo Lognormal, percebe-se que para o caso Bacia os melhores resultados são obtidos com a variância do histórico de resíduos, entretanto, para o caso Individualizado os melhores resultados são obtidos ao se calcular a variância dos resíduos com a formulação do modelo.

Com base nos resultados do teste de sequência a Condição 5 foi a que obteve os melhores resultados para o caso Individualizado e para o caso Bacia-individualizando, sendo que no primeiro caso a Condição 3 e 5 obtiveram o mesmo resultado. Lembrando que a única diferença entre a Condição 3 e a Condição 5 é quando o Modelo Lognormal deve ser aplicado, na Condição 3 o modelo é aplicado com assimetria maior que zero, já na Condição 5 é aplicado com assimetria maior que 0,5. Para o caso Bacia a Condição 4 e 6 obtiveram o mesmo resultado, sendo esse o melhor resultado para desse caso.

Tabela 4.7 – Percentagem de conjuntos que não foram rejeitados no teste de sequência.

Caso	Condição							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Bacia	56,35	57,94	64,29	67,46	66,67	67,46	66,67	67,46
Individualizado	51,26	51,26	66,10	64,73	66,10	64,73	65,41	64,38
Bacia-individualizado	8,90	8,79	9,93	10,27	10,39	10,16	9,93	10,16



Analizando todos os resultados percebe-se que o Modelo Normal não consegue obter bons resultados nos testes de Kolmogorov-Smirnov, sequência e, principalmente, assimetria. Dessa forma, não é aconselhável a utilização dessa metodologia para a geração de séries sintéticas de fluência incremental.

Para o caso Bacia, a condição que consegue obter bons resultados em todos os testes, especialmente no teste de assimetria, e a mais parcimoniosa, é a Condição 3, ou seja, Modelo Lognormal aplicado com assimetria maior que 0 e variância do resíduo calculada por meio da formulação do modelo. Excluindo da análise as condições com Modelo Normal, a Condição 3 obteve o segundo melhor resultado no teste de assimetria e de Kolmogorov-Smirnov, sendo que a distância máxima vertical do teste de KS ficou muito próxima ao primeiro melhor. Para o teste de desvio padrão obteve o terceiro melhor resultado, sendo esse resultado muito próximo ao segundo melhor. No teste de média a Condição 5 ficou na quinta posição. E com relação ao teste de sequência a Condição 5 obteve a sexta posição.

Outro ponto importante é com relação ao caso Bacia-individualizado que em todos os testes obteve resultados ruins, porém o bom resultado do caso por Bacia indica que uma outra estratégia de desagregação pode gerar resultados melhores. No entanto, é importante lembrar que o interesse em analisar o caso Bacia-Individualizado é que esse modelo reduz o esforço computacional para o cálculo da política por meio da PDDE.

Analizando os resultados de todos os testes do caso Individualizado constata-se que a Condição 3 é a melhor opção; condição essa em que se utiliza o Modelo Lognormal quando a assimetria for maior que 0 e a variância do resíduo é calculada por meio da formulação do modelo. Novamente excluindo da análise as condições com Modelo Normal, a Condição 3 obteve os melhores resultados nos testes de Kolmogorov-Smirnov (incluindo distância máxima vertical), assimetria e sequência, no teste de média a Condição 3 obteve apenas a quinta posição e para o teste de desvio padrão obteve o terceiro melhor resultado, entretanto, resultado muito próximo ao segundo melhor.